

DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

CASO DE ESTUDO EDIFÍCIO AZEVEDO GOMES

João Miguel Rodrigues Vaz

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia do Ambiente

Orientadora: Doutora Ana Cristina Ferreira da Cunha Queda

Júri:

Presidente: Doutor António José Guerreiro de Brito, Professor Associado com Agregação do Instituto Superior de Agronomia da Universidade de Lisboa.

Vogais: Doutora Ana Cristina Ferreira da Cunha Queda, Professora Auxiliar do Instituto Superior de Agronomia da Universidade de Lisboa;

Licenciado Paulo Jorge Gameiro da Silva, Diretor Técnico da Energia Lateral, na qualidade de especialista.

*“We never fail when we try to do our duty,
we always fail when we neglect to do it”*

Robert Baden-Powell

Agradecimentos

À minha orientadora, a Professora Doutora Ana Cristina Ferreira da Cunha Queda, do Departamento de Ciências e Engenharia de Biosistemas, do Instituto Superior de Agronomia, pela ajuda, dedicação e orientação na elaboração deste trabalho.

Ao Luís e ao Paulo, da Energia Lateral, pelos 5 meses de grande aprendizagem e camaradagem partilhadas. O que no início do estágio era uma linguagem indecifrável, passou em poucos meses a fazer parte do meu vocabulário.

Aos meus pais e ao meu irmão, por me darem todo o suporte necessário para concluir todos os desafios com que me deparei, não só na minha vida académica como também na pessoal. Por me deixarem “sonhar” e depositarem em mim toda a confiança que sempre lhes pedi.

Aos meus avós, por todos os sábios conselhos e por toda a paciência dispensada em ouvir o neto mais velho. Em especial à avó Maria Fernanda, por todo o tempo que passou comigo a ler este trabalho e pelas refeições carinhosas que me deram força para o realizar.

À Joana, por me apoiar nos bons e maus momentos que tive não só ao longo destes últimos meses de escrita da tese, como também dos últimos 3 anos.

Aos meus colegas de mestrado de Engenharia do Ambiente, Afonso Faro, André Duque e Anélsio Pontes, pelas largas horas de estudo que partilhamos e por toda a amizade construída.

Resumo

Com o aumento da população e com o desenvolvimento económico que se tem vindo a verificar ao longo das últimas décadas, tem também crescido de forma proporcional, a procura de novas formas de obtenção de energia para satisfazer as necessidades do mundo atual. O conhecimento geral os efeitos nocivos que dos combustíveis fósseis trazem para o ambiente e para o Homem, assim como o potencial de escassez dos mesmos, vem reforçar a importância de desenvolver novas tecnologias de produção de energia que sejam renováveis e limpas, ou seja, sustentáveis.

O Instituto Superior de Agronomia (ISA), é uma entidade que tem enormes consumos de eletricidade nos mais diversos polos, que se refletem em faturas elétricas mensais de valores consideráveis, tornando-se indispensável encontrar formas de diminuir estes custos a que estão sujeitos.

O objetivo deste trabalho consistiu na realização de um estudo-projeto para avaliar o potencial de instalação de um sistema fotovoltaico (PV) num edifício do ISA, sempre com vista ao autoconsumo.

Palavras-chave: Fotovoltaico; Eficiência; Autoconsumo; Energia Renovável; Consumos Energéticos

Abstract

With the increase of the population and economic development that has been occurring over the last decades, and the search for new ways to obtain energy to meet the needs of the world has also grown in an approximately same proportional way. Knowing the fossil fuels hazards for the environment and mankind, as well as the potential for scarcity of fossil fuels, are only becoming aware of the importance of developing new renewable and clean energy production technologies.

The Instituto Superior de Agronomia (ISA), is an entity that has huge electricity shortages in the most diverse poles, which are reflected in considerable monthly electric bills, it is indispensable to find ways to amortize these costs.

The objective of this work was to carry out a study-project to evaluate the potential of installing a photovoltaic (PV) system at a building of the institute, always with a view to self-consumption.

Key-words: Photovoltaic; Efficiency; Self-Consumption; Renewable Energy; Energy Consumption

Índice

Capítulo 1- Introdução	1
1.1 Enquadramento	1
1.2 Objetivos	4
Capítulo 2- Apresentação da Empresa	5
Capítulo 3- Conceitos Técnicos de Suporte	6
3.1. Radiação Solar	6
3.1.1 Condicionantes meteorológicas	7
3.1.2 Movimento Terra- Sol	9
3.2 Sistemas Solares Fotovoltaicos	11
3.2.1 Equipamentos	12
3.2.2 Tipos de sistemas solares Fotovoltaicos	28
3.2.3- Perdas na produção	32
3.3 Legislação atual	40
Capítulo 4-Caso de estudo	45
4.1. Programas de simulação e de dimensionamento de sistemas PV	45
4.2. Local de estudo.....	46
4.3. Unidades de Produção de Autoconsumo - Avaliação Inicial.....	48
4.3.1. Avaliação das necessidades energéticas.....	49
4.3.2. Levantamento das condicionantes físicas.....	54
4.3.3. Dimensionamento	55
4.4 Conclusões e Considerações finais	68
Capítulo 5- Bibliografia	70

Índice de figuras

Figura 1-Radiação Solar na Europa.	6
Figura 2-Decomposição da radiação solar (Sousa & Oliveira, 2010).	7
Figura 3-Posição do painel com orientação a sul geográfico (Ciência Viva, 2005).	8
Figura 4-Posição do painel tendo em conta a posição do Sol (Ciência Viva, 2005).	8
Figura 5-Movimento Terra-Sol (Sousa & Oliveira, 2010).	9
Figura 6-Ângulo de Incidência.	10
Figura 7-Variação do ângulo de incidência (Silva, 2015).	11
Figura 8-Efeito fotovoltaico (Sousa & Oliveira, 2010).	13
Figura 9-Células monocristalinas.	14
Figura 10-Células policristalinas.	14
Figura 11-Células Amorfas.	15
Figura 12-Curva característica I-V de um módulo PV.	17
Figura 13-Curva característica e cálculo do fator de forma.	18
Figura 14-Associação de células em série.	18
Figura 15-Associação de células em paralelo.	19
Figura 16- Representação esquemática de uma associação mista.	20
Figura 17- Esquema de ligação de módulos a um Inversor Central (Neosolar, 2017).	21
Figura 18- Esquema de ligação de módulos a um Inversor em fileira (Neosolar, 2017).	22
Figura 19-Esquema de ligação de módulos a um Inversor de várias fileiras (Neosolar, 2017).	22
Figura 20-Tipos de Postos de Transformação.	28
Figura 21-Configuração básica de um sistema fotovoltaico.	29
Figura 22-Diagrama de sistemas fotovoltaicos em função da carga utilizada.	30
Figura 23-Exemplo de sistema híbrido.	31
Figura 24-Sistema ligado à rede.	32
Figura 25-Diagrama de perdas a energia da unidade “Armazém” (PVsyst).	33
Figura 26-(a) classificação dos edifícios segundo a energia solar recebida por ano. (b) cálculo das áreas dos telhados dos edifícios selecionados, apenas demonstrada uma parte da área avaliada (Mewes, et al., 2017).	34
Figura 27-Esquema de distanciamento entre painéis PV.	36
Figura 28-Ponto quente formado numa célula PV.	39
Figura 29-Módulo PV sombreado sem díodos de derivação.	39
Figura 30-Caixa de junção do módulo com díodos de derivação.	40
Figura 31-Definição das condições de operação (PVsyst).	40
Figura 32-Identificação do local da futura instalação (Google Earth, 2016).	47
Figura 33- Algoritmo geral de um sistema com ligação à rede.	49
Figura 34-Numeração das zonas do Edifício Azevedo Gomes.	55
Figura 35-Altura das platibandas no "Armazém/ Zona 10".	56
Figura 36-Definição dos dados meteorológicos de Lisboa.	58
Figura 37-Instalação final proposta.	61
Figura 38-Escolha do módulo PV para a zona 10 (PVsyst).	62
Figura 39-Módulo PV alternativo (PVsyst).	62
Figura 40-Escolha do inversor (PVsyst).	64

Figura 41-Determinação do número de módulos e respectivas condições de funcionamento (PVsyst).....	64
Figura 42-Evolução da produção mensal (Programa criado por: Eng.º Paulo Silva, Energia Lateral).	65
Figura 43-Energia Produzida vs Consumida, mensal (Programa criado por: Eng.º Paulo Silva, Energia Lateral).	66

Índice de tabelas

Tabela 1- Produção bruta de energia elétrica: total e por tipo de produção de energia elétrica (GWh).	2
Tabela 2-Orientação do painel face ao tipo de necessidade de instalação.	9
Tabela 3- Eficiência dos módulos PV em função das células usadas.....	15
Tabela 4-Parâmetros característicos de um módulo PV (Carneiro, 2010).	16
Tabela 5-Diferenças entre UPAC e UPP. (Pinto, 2015)	42
Tabela 6- Tabela de dupla entrada referente ao tipo de dia consoante a estação do ano.....	50
Tabela 7-Análise de Tarifário (Programa criado por: Eng.º Paulo Silva, Energia Lateral).	53
Tabela 8-Quadro resumo das diferenças de alturas entra a cobertura e a platibanda com e sem estrutura de apoio.	56
Tabela 9-Análise da área de sombreamento com e sem estrutura elevatória.....	57
Tabela 10-Ajuste dos painéis face à orientação da cobertura.	60
Tabela 11-Ajuste dos painéis face à orientação da cobertura.	60
Tabela 12-Descriminação das orientações da zona 10.....	63
Tabela 13-Quadro resumo da instalação PV.....	65
Tabela 14-Valorização do Consumo e de Produção do Sistema PV (Programa criado por: Eng.º Paulo Silva, Energia Lateral).	67
Tabela 15-Quadro resumo do Sistema PV (Programa criado por: Eng.º Paulo Silva, Energia Lateral).	67

Índice de gráficos

Gráfico 1-Curva I-V com a comparação entre valores experimentais e simulados de sombreamento (Fialho, Melicio, Mendes, Figueiredo, & Collares-Pereira, 2014)..	38
Gráfico 2-Curva P-V com a comparação entre valores experimentais e simulados de sombreamento.	38
Gráfico 3-Curva de Funcionamento Diário ao longo de um ano.	51
Gráfico 4- Consumo Mensal do ISA.	51
Gráfico 5- Perfil Semanal Médio.....	52

Lista de abreviaturas

CA-Corrente Alternada

CC-Corrente Contínua

CdTe- Telúrio de Cádmio

CiGs- Índio Gálio Silício

CIS- Cobre Índio Silício

DGEG- Direção Geral de Energia e Geologia

DGGE- Direção Geral de Geologia e Energia

DL- Decreto-Lei

DR-Diário da República

ER-Energias Renováveis

EU-União Europeia

F_F- Fator de Forma

MPPT-*Maximum Power Point Tracking*

PV-Fotovoltaico(a)

RESP - Rede Elétrica de Serviço Pública

STC- *Standard Test Conditions*

UPAC-Unidade de Produção de Autoconsumo

UPP-Unidade de Pequena Produção

Capítulo 1- Introdução

1.1 Enquadramento

Com o crescimento da industrialização e aumento do poder económico, promovido pelo conceito capitalista, durante a revolução industrial, começaram também desde essa altura, a ser levantadas algumas questões por pequenos grupos, relativas aos impactes que as atividades de produção em massa poderiam e estavam a trazer para o meio ambiente. Estas mesmas dúvidas foram sendo dissipadas ao longo das décadas seguintes e, nos dias de hoje, a resolução da problemática do aquecimento global encontra-se como uma das prioridades dos governos das grandes potências. A temática do ambiente enquadra-se dentro dos “Objetivos de Desenvolvimento do Milénio (ODM)” assim como, mais recentemente, nos “17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável” fixados pela ONU em 2015.

Devido ao aumento da população mundial, tem também crescido a necessidade de obtenção de fontes de energia. Os combustíveis fósseis, desde sempre tiveram um enorme peso face à carência energética exigida pela população mundial mas, os danos que estes trazem para o ambiente/saúde pública, assim como a sua não renovação sustentável, levaram à procura de novas formas de produção de energia alternativa.

Com a mudança de paradigma, têm sido implementadas pela União Europeia (EU) novas políticas para a diminuição da dependência dos combustíveis fósseis. O programa estratégico “Europa 2020” acordado em 2010, estabelece um conjunto de metas a atingir a dez anos com o objetivo de favorecer o crescimento económico. Foram estabelecidos cinco objetivos principais, destacando-se um deles na área do ambiente e energia. Foi adotado um conjunto de medidas a atingir, que passam essencialmente por três metas denominadas como 20-20-20 que irão ser apresentadas seguidamente:

- Uma redução de 20% nas emissões de gases com efeito de estufa em relação aos níveis de 1990;
- Aumentar a quota de consumo de energia da UE produzida a partir de fontes renováveis para 20%;
- Uma melhoria de 20% na eficiência energética da EU.

Tendo em conta as metas indicadas acima, pode-se concluir que o objetivo prioritário passa por “obter 20% de energia a partir de fontes limpas até 2020” (Comissão Europeia, 2015). De forma a atingir uma quota média de 20% no que respeita ao peso das energias renováveis a nível comunitário, foram estabelecidos objetivos individuais

para cada Estado-membro. Portugal comprometeu-se a atingir uma meta de 31%, uma das mais exigentes (ficando 11% acima da meta estabelecida) e segundo dados referentes ao ano de 2013, 25,7% da total de energia consumida é proveniente de energias renováveis (ER). Dados mais recentes relativos ao ano de 2015, indicam uma quota de 27% de energias renováveis no 'cabaz' energético nacional, a sétima maior da UE. Desta forma, pode-se afirmar que Portugal cumpre atualmente a meta geral imposta a todos os governos da UE, revelando assim o esforço que tem vindo a ser feito ao longo dos anos (Jornal "Observador", 2017).

Segundo a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), a produção bruta de energia elétrica por fontes limpas no ano de 2015 foi de 52 421 GWh onde 796 GWh são provenientes de energia fotovoltaica (PV). O quadro seguinte apresenta os valores registados das diferentes energias alternativas, para os últimos anos de dados e no ano 2000.

Tabela 1- Produção bruta de energia elétrica: total e por tipo de produção de energia elétrica (GWh).

	Total	Eólica	Geotérmica	Hídrica	Térmica	Fotovoltaica
2000	43 764	168 (<1%)	80 (< 1%)	11 715 (26,8%)	31 800 (76,7%)	1 (< 1%)
2010	54 093	9 182 (16,97%)	197 (< 1%)	16 547 (31%)	27 953 (51,67%)	214 (< 1%)
2011	52 465	9 162 (17,5%)	210 (< 1%)	12 114 (23,09%)	30 697 (58,51%)	282 (< 1%)
2012	46 613	10 260 (22,01%)	146 (< 1%)	6 659 (14,29%)	29 155 (62,55%)	393 (< 1%)
2013	51 672	12 015 (23,25%)	197 (< 1%)	14 868 (28,77%)	24 113 (46,66%)	479 (< 1%)
2014	52 802	12 111 (22,94%)	205 (< 1%)	16 412 (31,08%)	23 446 (45,26%)	627 (1,19%)
2015	52 421	11 608 (22,14%)	204 (< 1%)	9 800 (18,69%)	30 014 (57,26%)	796 (1,53%)

Nota: as percentagens identificadas são referentes ao "peso" de uma dada ER na produção anual total.

O custo elevado de investimento inicial, as barreiras técnicas e tecnológicas ao nível da indústria, da construção e da instalação de equipamentos térmicos e a insuficiência e inadequação das medidas de incentivo, levaram ao desinvestimento por parte das empresas portuguesas nesta forma de produção de energia, durante a década de oitenta do século XX. Com o avanço das tecnologias, foi possível obter equipamentos mais rentáveis e a valores mais economicamente viáveis, permitindo assim um crescente interesse pelos fotovoltaicos (PV). Ainda que o peso da produção elétrica por energia PV seja pouco significativo, comparativamente com o total produzido (cerca de

1,53%), é também reconhecido, que os níveis de produção têm aumentado, ano após ano. Com a promoção de novas medidas políticas neste setor e também com os crescentes avanços tecnológicos a respeito da eficiência dos painéis solares, é previsível que o “peso” desta energia alternativa aumente significativamente durante os próximos anos.

Portugal, devido à sua situação geográfica, possui excelentes condições para a conversão de energia solar em elétrica, uma vez que apresenta índices de produção entre os 1000 e os 1500 kWh por ano, por cada kWp instalado, os melhores índices de toda a Europa (Portal das Energia Renováveis, 2009). São já conhecidos diversos casos de sucesso de instalações implementadas no nosso país como é o Parque Solar Fotovoltaico da Amareleja (Moura) com 46 MWp, num total de 260 mil módulos, ocupando uma área de 250 ha e o Parque Fotovoltaico de Brinches (Serpa) com 11 MWp, constituído por 52 mil painéis fotovoltaicos numa área de 64 ha (Jornal "Público", 2008).

1.2 Objetivos

Tendo em conta o vasto número de infraestruturas ligadas à rede do ISA (laboratórios, bares, salas de aula, gabinetes, etc.) é da maior importância conseguir diminuir a fatura eletricidade a que o Instituto está sujeito mensalmente. Tem sido recorrente os aumentos das tarifas aplicadas no setor energético e a perspetiva é que o preço da energia continue a aumentar. Assim, é do maior interesse de todos que sejam instalados sistemas PV para produção de energia elétrica para autoconsumo e assim diminuir não só os consumos como também as tarifas a pagar. Um correto dimensionamento permite que seja possível maximizar a produção de energia elétrica num edifício.

Este projeto tem por objetivo potenciar uma instalação de painéis fotovoltaicos, para a produção de energia com vista ao autoconsumo, sem injeção na rede, assim como perceber todas as fases necessárias de diagnóstico e dimensionamento a realizar até à instalação do sistema.

O trabalho desenvolvido realizou-se no âmbito dum estágio curricular em ambiente empresa que teve lugar na Energia Lateral.

Capítulo 2- Apresentação da Empresa

A Energia Lateral foi fundada em 2007 e tem como missão facultar soluções energéticas de excelência, a custo-eficaz e adequado às necessidades dos seus clientes. Pretende ser o parceiro preferencial na implementação de soluções energéticas em Portugal. A empresa conta com larga experiência em engenharia, eficiência energética e desenvolvimento de soluções inovadoras relacionadas com energias renováveis, nomeadamente energia solar PV, eólica, sistemas de gestão de energia e iluminação eficiente. Está sediada no Polo I do edifício INOVISA, na Tapada da Ajuda.

A Energia Lateral conta com clientes do setor empresarial e público e a sua experiência tem vindo a ser consolidada nas áreas de hotelaria, serviços, indústria, agroindústria e municípios fornecendo para tal, de forma isenta, soluções adequadas às condições de cada cliente.

Dentro do setor solar fotovoltaico, a empresa realizou mais de 35 projetos, totalizando a produção de 10 MWh. Está também integrada no grupo *Energy Planet*, um grupo sólido de empresas especializadas no setor da energia, cuja equipa de gestão foi responsável nos últimos anos pelo investimento direto de mais de 8 milhões de euros em projetos de eficiência energética e para a instalação de mais de 5MW de Energia Solar. (Energia Lateral, 2014).

Capítulo 3- Conceitos Técnicos de Suporte

3.1. Radiação Solar

Sendo o Sol uma fonte inesgotável de luz e energia na escala de tempo, é razoável considerar-se que todas as outras formas de obtenção de energia são derivadas, de uma forma geral, pela energia irradiada por este corpo. A radiação solar tem um papel preponderante nos movimentos de circulação atmosférica e oceânica, para a vida vegetal, para a formação de combustíveis fósseis e para o ciclo da água, especialmente no processo de evaporação, condicionando de forma adjacente a produção hidroelétrica.

Devido à grande distância existente entre Sol e Terra, apenas uma parte mínima da radiação solar atinge a superfície terrestre, que corresponde a uma quantidade de energia de 1×10^{18} kWh/ano, valor dez mil vezes superior ao consumo mundial de energia.

Na Europa, Portugal é dos países com maior disponibilidade de radiação solar apresentando entre 2 200 e 3 000 horas de Sol anualmente e pode atingir na zona sul, valores de radiação na ordem dos 2300 kWh/m², como pode ser confirmado na figura 1 (Comissão Europeia, 2012).

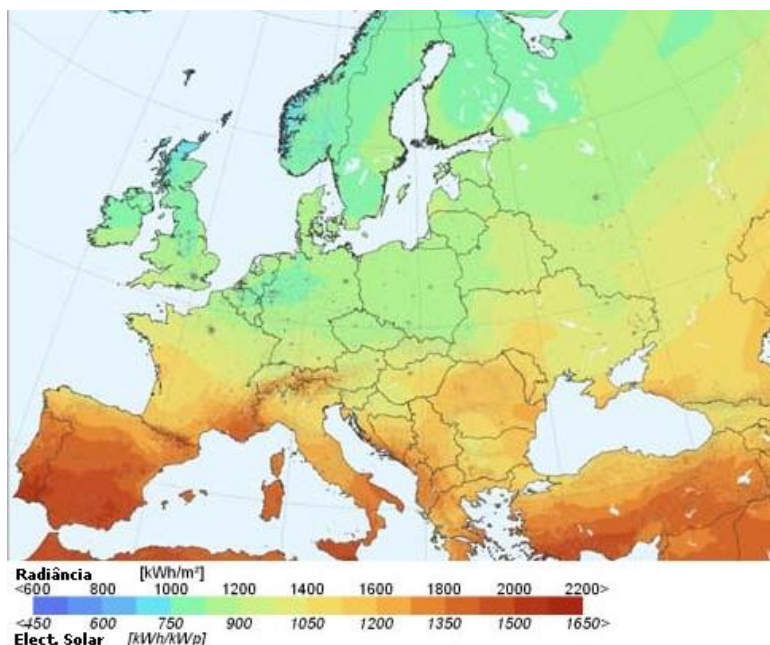


Figura 1-Radiação Solar na Europa.

Um país com níveis de radiação solar de excelência, deve com as tecnologias existentes no mercado, aproveitar esta radiação para inúmeras aplicações, de forma a diminuir o consumo energético nacional e, consequentemente, a dependência dos combustíveis fósseis.

3.1.1 Condicionantes meteorológicas

O resultado da decomposição da radiação solar incidente sobre um recetor, pode ser dividido em três componentes, que são:

- **Radiação Direta:** constituída por todos os raios incidentes que são direccionados para o recetor, em linha reta com o sol;
- **Radiação Difusa:** porção de luz que é recebida indiretamente, proveniente da ação da difração nas nuvens, nevoeiros, poeiras suspensas e outros obstáculos que podem estar presentes na atmosfera;
- **Radiação Albedo:** parte da energia recebida é refletida para o espaço. A neve, massas de gelo e nuvens (grandes refletos devido à sua cor branca) assim como a própria superfície terrestre são razoáveis refletos, reenviando cerca de 30% a 40% da radiação recebida. A razão entre radiação refletida e incidente denomina-se de albedo.

A Figura 2 expõe, de forma sucinta, a divisão da radiação total após atravessar a atmosfera:

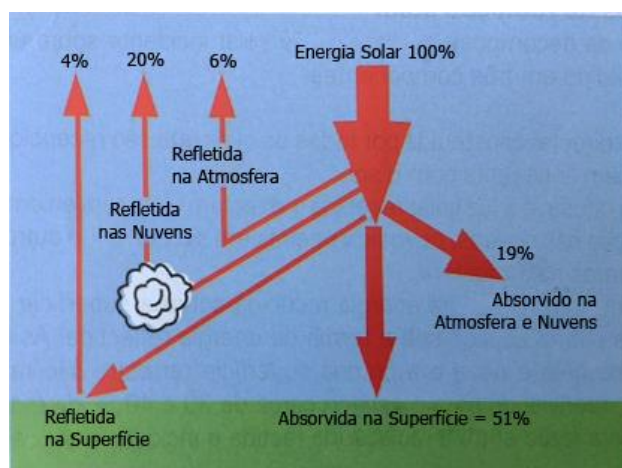


Figura 2-Decomposição da radiação solar (Sousa & Oliveira, 2010).

A potência da radiação solar que atinge a superfície da Terra totaliza um valor aproximado de 1000 W/m^2 ao meio-dia, em boas condições climáticas e no plano horizontal, independentemente da localização. De forma a poder tirar o máximo de rendimento deste fluxo radiante que chega à superfície, é indispensável que se defina

os parâmetros de inclinação e orientação mais indicados dos painéis PV para uma maior produção elétrica (Sousa & Oliveira, 2010).

A orientação que maximiza a quantidade de radiação captada por uma superfície coincide com o sul geográfico para o hemisfério norte. Analisando a figura 3 do sentido de este para oeste, pode-se concluir, que o sul geográfico apresenta uma diferença de 7° comparativamente com o sul magnético.

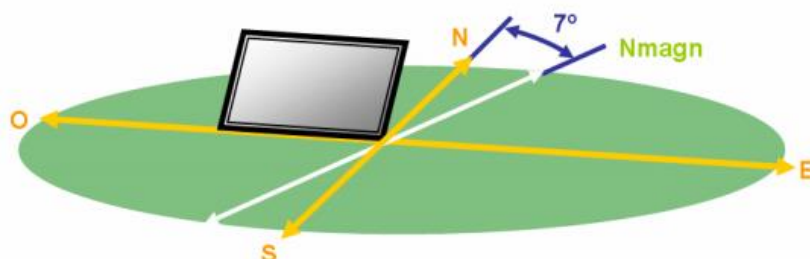


Figura 3-Posição do painel com orientação a sul geográfico (Ciência Viva, 2005).

Quanto ao parâmetro da inclinação dos coletores, deve otimizar-se a captação tendo em conta a variação da altura solar, ao longo do ano. Para o caso concreto de Portugal, o “ângulo ótimo” deve-se situar, aproximadamente, nos 35° de inclinação. Para a determinação do valor exato deste ângulo utiliza-se a seguinte equação, a figura 4 complementa a equação 1.

$$\alpha \text{ ótimo} = 3.7 + 0.69 \times \beta \quad (\text{equação 1})$$

Onde:

α é o ângulo a que o painel deve estar face a β ;

β é a posição do Sol ao longo do ano.

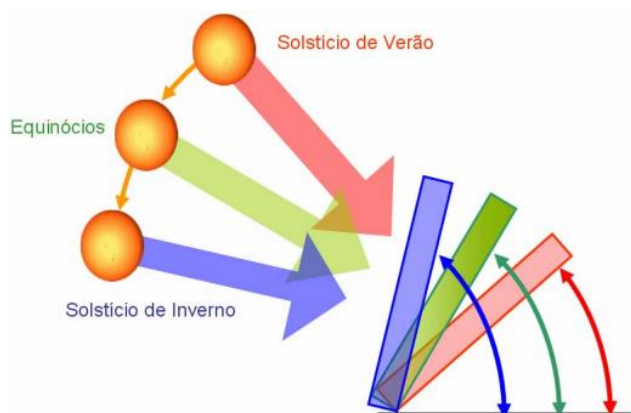


Figura 4-Posição do painel tendo em conta a posição do Sol (Ciência Viva, 2005).

Tendo em conta a dificuldade de alterar a superfície ao longo do ano, a inclinação é fixada e determinada tendo em conta o tipo de utilização.

Tabela 2-Orientação do painel face ao tipo de necessidade de instalação.

Utilização	Inclinação
Verão	Latitude-15°
Inverno	Latitude+15°
Anual	Latitude-5°

3.1.2 Movimento Terra- Sol

O planeta Terra descreve uma trajetória elíptica num plano que é inclinado em relação ao plano do equador. O eixo de rotação, conhecido como eixo polar, é quase perpendicular ao plano da elíptica, formando um ângulo com a normal ao plano da órbita de valor $23^{\circ} 27'$ como pode ser observado na Figura 5.

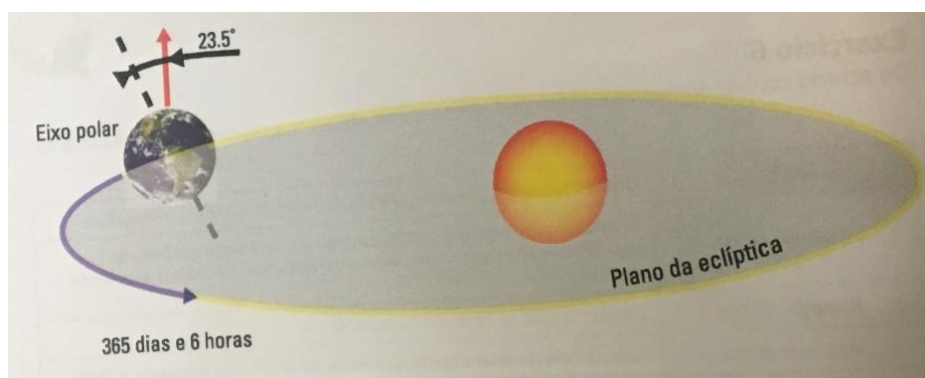


Figura 5-Movimento Terra-Sol (Sousa & Oliveira, 2010).

Conhecer o ângulo de incidência dos raios solares é crucial para quantificar a energia proveniente do Sol. Para tal é necessário conhecer os fatores geográficos do local, como a latitude, o ângulo horário, declinação solar, ângulo da superfície em relação ao plano horizontal e a direção para a qual se vão colocar os elementos conversores de energia (módulos fotovoltaicos). As relações geométricas que definem a geometria Sol/Terra são: a **inclinação da superfície**, a **declinação solar**, a **latitude do local**, conforme a Figura 6 e a equação 2.

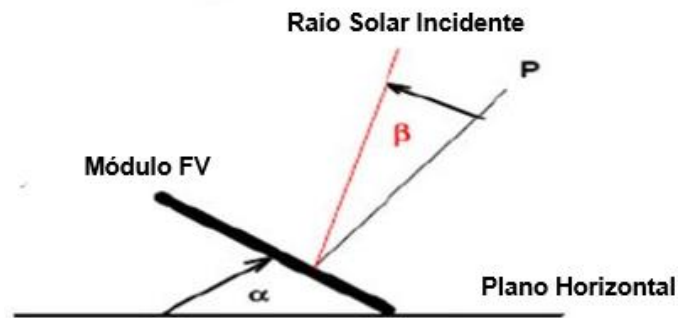


Figura 6-Ângulo de Incidência.

Cálculo do ângulo de incidência:

$$\cos \beta = \sin \delta_s \times \sin \varphi \times \cos \alpha \quad (\text{equação 2})$$

Onde:

β é o ângulo de incidência;

δ_s é a declinação solar;

φ é a latitude geográfica;

α é a inclinação do painel.

A orientação da Terra em relação ao Sol possui quatro posições de destaque ao longo do ano que são: **dois equinócios** e **dois solstícios**. Cada uma destas posições reflete a passagem de uma nova estação do ano. Desta forma, diz-se que é solstício de verão no hemisfério norte, quando a luz solar incide com maior intensidade e duração sobre este hemisfério e, ao mesmo tempo, que é solstício de inverno no hemisfério sul, por causa da menor intensidade e duração de incidência de luz neste hemisfério (Patrício, 2014). Analogamente, percebe-se que os diferentes posicionamentos da Terra em relação ao Sol vão fazer variar o ângulo de incidência como é possível observar na Figura 7.

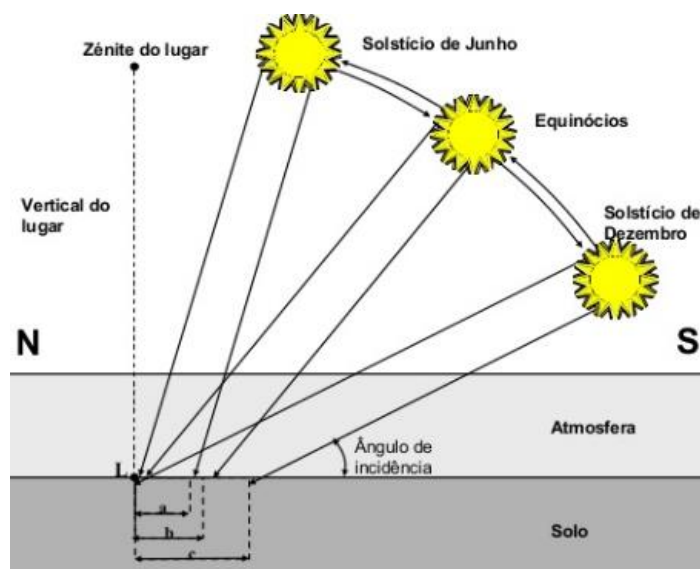


Figura 7-Variação do ângulo de incidência (Silva, 2015).

3.2 Sistemas Solares Fotovoltaicos

Segundo Edmond Becquerel, em 1839, a energia solar fotovoltaica é obtida através da conversão direta da luz em eletricidade. Foi o físico francês o impulsionador do estudo e aplicação do Efeito Fotovoltaico, que consiste no aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz.

Ao longo dos anos seguintes, o cientista William Adams e o seu aluno Richard Day desenvolveram o primeiro dispositivo sólido de foto produção de eletricidade. Consistiu na junção de um filme de Selênio depositado num substrato de ferro em que uma película de ouro, muito fina, servia de contacto frontal. Este dispositivo apresentava uma eficiência de conversão de aproximadamente 0,5%. Após alguns anos, em 1886, com sucesso, duplicou a eficiência, para cerca de 1%, construindo as primeiras verdadeiras células solares. Estes dispositivos eram constituídos por uma sanduiche de selênio, entre duas camadas muito finas de ouro e outro metal (Instituto Superior Técnico, 2004).

A célula fotovoltaica de Silício, modelo atual, é uma aplicação prática do efeito fotoelétrico descoberto em 1887 pelo físico alemão Heinrich Rudolf Hertz e explicado em 1905 por Albert Einstein (Ciência Viva, 2005).

Neste capítulo irão ser evidenciados os diversos equipamentos utilizados assim como perdas a que o sistema está sujeito.

3.2.1 Equipamentos

Por norma, a constituição dos sistemas fotovoltaicos é: **Painéis PV, reguladores de carga de bateria, baterias, conversor de corrente** (transformação de corrente contínua CC em corrente alternada CA), **gerador e quadro**. O painel produz energia elétrica em corrente contínua, que pode ser armazenada numa bateria, no caso de um sistema autónomo/isolado, sendo a carga desta, controlada pelo regulador de bateria. Os sistemas podem estar ligados diretamente à rede elétrica, onde se injeta parte ou a totalidade da energia produzida.

3.2.1.1 Módulos/Células solares fotovoltaicas

A célula fotovoltaica funciona quando a luz incide sobre certas substâncias da mesma e desloca eletrões que, irão circular livremente de átomo para átomo, formando uma corrente elétrica. São os fotões com uma faixa de luz visível (entre os 400 nm e os 800 nm) que fazem com que exista a agitação e que os eletrões da banda de valência passem para a banda de condução.

Os módulos apresentam uma composição com base em Silício (Si), um material semicondutor, que após sofrer um processo de dopagem com outras substâncias, adquire as características ideais para a conversão direta da radiação solar em potência elétrica, sendo esta produzida em CC. Este elemento químico não é puro, mas uma ligação química em forma de dióxido de silício. Apresenta uma distribuição eletrónica 2,8,4 o que significa que possui quatro eletrões de valência, procurando assim ligar-se com 4 átomos de Si, de maneira a ficar quimicamente estável.

O Boro (B), uma das substâncias dopantes, contém três eletrões de valência o que leva a que quando ligado ao Silício, estabeleça três ligações covalentes e deixe uma ligação em falha (com apenas um eletrão). Esta lacuna comporta-se como uma carga positiva que “viaja” através do material, pois cada vez que um eletrão vizinho a preenche, outra lacuna é criada. A esta zona onde se identifica um “défice” de eletrões é definida como camada tipo *P*.

O Fósforo (P), a segunda substância dopante, é o material usado para criar a camada *N* e este tem cinco eletrões na sua banda de valência, pelo que cria quatro ligações covalentes com os átomos de silício e deixa um eletrão livre, que “viaja” através

do material. Mediante a dopagem do silício com o fósforo obtém-se um material com elétrons livres ou um material portador de carga negativa (semicondutor tipo *N*).

Ao juntar as camadas *N* e *P*, forma-se uma região de transição denominada junção P-N (diodo), onde é criado um campo elétrico que separa os portadores de carga que a atingem. Quando o fóton contém energia suficiente, a ligação entre os elétrons é quebrada e estes movem-se para a banda de condução e são conduzidos através do campo elétrico para a camada *N*. As lacunas criadas seguem para a camada *P*. A Figura 8 resume o processo explicado nos parágrafos anteriores (Instituto Superior Técnico, 2004).

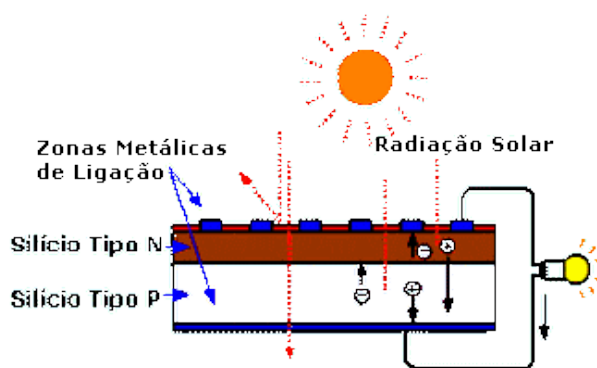


Figura 8-Efeito fotovoltaico (Sousa & Oliveira, 2010).

I. Tipos de células

Tendo em conta o material utilizado no fabrico das células, estas irão ser classificadas de diferentes formas.

O **silício monocristalino** é o material mais usado na composição das células fotovoltaicas, atingindo cerca de 60% das vendas do mercado. A uniformidade da estrutura molecular resultante da utilização de um cristal único é ideal para potenciar o efeito fotovoltaico. As células monocristalinas foram as primeiras a serem elaboradas a partir de um bloco de silício cristalizado, num único cristal. Apresentam-se sob a forma de placas redondas, quadradas ou pseudo quadradas. Contudo, uma vez que necessita de grandes quantidades de energia no seu fabrico, devido à exigência de utilizar materiais em estado muito puro e com uma estrutura de cristal perfeita, leva a que o seu preço de venda seja bastante elevado.



Figura 9-Células monocristalinas.

O **silício policristalino**, constituído por um número muito elevado de pequenos cristais da espessura de um cabelo humano, dispõe de uma quota de mercado de cerca de 30%. As descontinuidades da estrutura molecular dificultam o movimento de eletrões e encorajam a recombinação com as lacunas, o que reduz a potência de saída. O processo de fabricação é mais barato do que o do silício monocristalino (Instituto Superior Técnico, 2004).

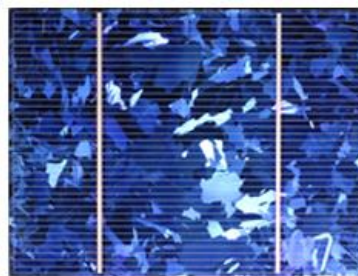


Figura 10-Células policristalinas.

As **células amorfas** são compostas por um suporte de vidro ou de outra matéria sintética, na qual é deposta uma camada fina de silício (a organização dos átomos já não é regular como num cristal). O rendimento deste tipo de células é mais baixo do que nas células cristalinas mas, mesmo assim, a corrente produzida é razoável.

A sua gama de aplicações são os pequenos produtos de consumo como relógios, calculadoras, mas podem também ser utilizadas em instalações solares. Apresentam como vantagem o facto de reagirem melhor à luz difusa e à luz fluorescente e, portanto, apresentarem melhores desempenhos a temperaturas elevadas (Instituto Superior Técnico, 2004).



Figura 11-Células Amorfas.

Apesar de possuírem baixas eficiências, as células de película fina têm sido sujeitas a diversas investigações como uma futura alternativa às de silício. O motivo das investigações deve-se ao fato de estas serem muito mais resistentes aos efeitos de sombreamento e a temperaturas elevadas. Apresentam custos de produção mais baixos e estão divididas em células solares de Telureto de Cádmio (CdTe) e Disseleneto de Cobre-Índico (CIS).

As células de Telureto de Cádmio (CdTe) apresentam um potencial considerável para a redução de custos, quando produzidas em massa. Contudo, a produção desta tecnologia tem gerado problemas devido ao uso de produtos contaminantes e venenosos. Apresenta uma eficiência em laboratório de 16% mas, no entanto, a nível de valor comercial, apresenta uma eficiência na ordem dos 8%. A estrutura destas células é homogênea e a gama de cores varia entre o verde-escuro e o preto.

As células de Disseleneto de Cobre-Índico (CIS) são consideradas atualmente as mais eficientes dentro das células de película fina. Não sendo tão suscetíveis à deterioração por indução da luz como as células de silício amorfo, podem, no entanto, apresentar problemas quando instaladas em ambientes quentes e húmidos. A sua estrutura é homogênea e preta e a eficiência destas células é de 7,5% a 9,5%.

Na tabela 3 é indicado o rendimento dos diferentes tipos de células tendo em conta o panorama atual.

Tabela 3- Eficiência dos módulos PV em função das células usadas.

Tecnologias	Eficiência Laboratorial	Eficiência Comercial
Silício cristalino (c-Si)	24%	7-17%
Silício amorfo (a-Si)	15%	8-9%
Telureto de Cádmio (CdTe)	16%	7-9%
Disseleneto de Cobre-Índico (CIS)	18,8%	8-10%

II. Curva característica (Curva I-V) das células PV

Quando se pretende dimensionar um sistema de produção, é da maior importância identificar a curva característica da célula, segundo os dados dos fabricantes. Denomina-se curva corrente-tensão (I-V), a representação típica das características de saída de um dispositivo fotovoltaico (módulo, sistema). Na tabela 4 são apresentados os vários parâmetros característicos de uma célula PV e as suas respetivas definições.

Tabela 4-Parâmetros característicos de um módulo PV (Carneiro, 2010).

Parâmetros	Definição
Corrente de curto-circuito (I_{CC} para $V=0$)	Valor da corrente máxima que uma célula pode entregar a uma carga sob determinadas condições de radiação e temperatura, correspondente a um valor de tensão nula.
Tensão de circuito aberto (V_{CA} para $I=0$)	Valor de tensão máximo que uma célula pode entregar a uma carga sob determinadas condições de radiação e temperatura correspondente a um valor de corrente nula.
Potência pico/Potência máxima (P_{MAX}) ($P_{MAX} = I_{MAX} \times V_{MAX}$)	Potência que esta é capaz de proporcionar em condições padrão (STC: temperatura da célula de 25°C e irradiância de 1000 W/m ²).
Corrente a máxima potência (I_{MAX})	Valor de corrente que é entregue a uma carga máxima potência, sob determinadas condições de radiação e temperatura, É utilizada como corrente nominal do mesmo.
Tensão a máxima potência (V_{MAX})	Valor de tensão que é entregue a uma carga máxima potência, sob determinadas condições de radiação e temperatura, É utilizada como tensão nominal do mesmo.

Tal como pode ser observado na figura 12, a corrente de curto-circuito aumenta de forma aproximadamente linear com o aumento da radiação incidente. Por outro lado, o valor de tensão de circuito aberto varia pouco tendo em conta a variação da radiação, sendo esta desprezada a nível de cálculos. O exemplo apresentado foi retirado do programa *PVsyst*.

Avaliando o efeito da temperatura na curva I-V, o principal efeito é a redução da tensão de forma diretamente proporcional. Por esta razão, em locais com temperatura ambientes muito elevadas são adequados módulos que possuam maior quantidade de células em série a fim de que as mesmas tenham suficiente tensão de saída, para carregar eventuais baterias que possam ser utilizadas.

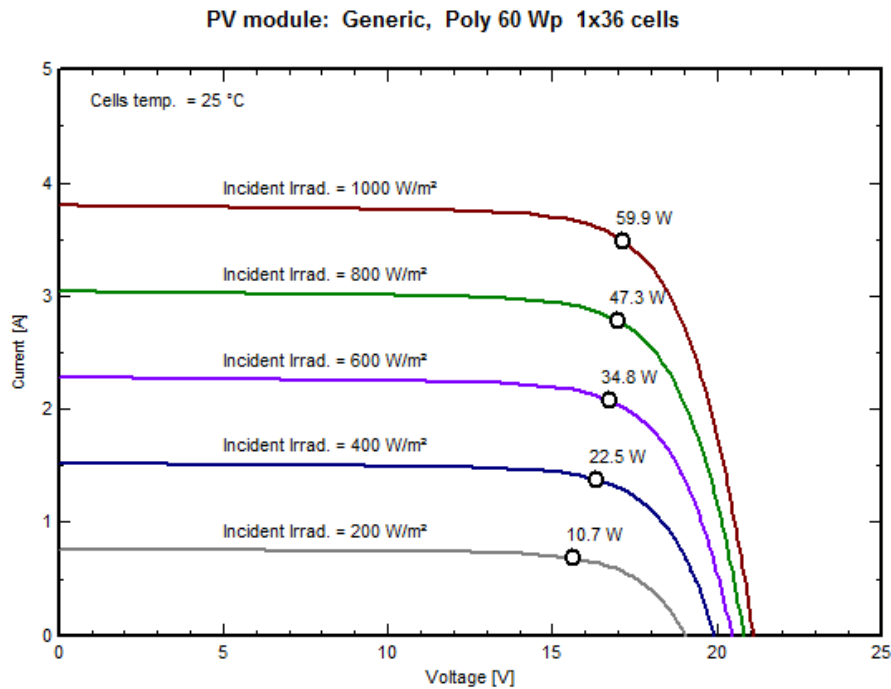


Figura 12-Curva característica I-V de um módulo PV.

Para avaliar a eficiência (ou rendimento) de uma determinada célula é necessário calcular o quociente entre a energia fornecida pela célula e a radiação solar incidente na mesma (equação 3).

$$\eta = \frac{P_{max}}{A \times G} \quad (\text{equação 3})$$

Em que:

η – Eficiência da célula em %;

P_{max} - Potência máxima medida nas condições STC (Wp);

G - Radiação solar incidente por unidade de superfície (W/m²);

A -Área da célula (m²).

Outro parâmetro a ter em conta para avaliar a qualidade da célula é o fator de forma (F_F). Este indica o grau de proximidade entre os valores V_{max} e V_{ca} e também entre I_{max} e I_{cc} . As células com elevado desempenho apresentam normalmente um F_F compreendido entre os 70% e 85% (Oliveira & Alexandre, 2010).

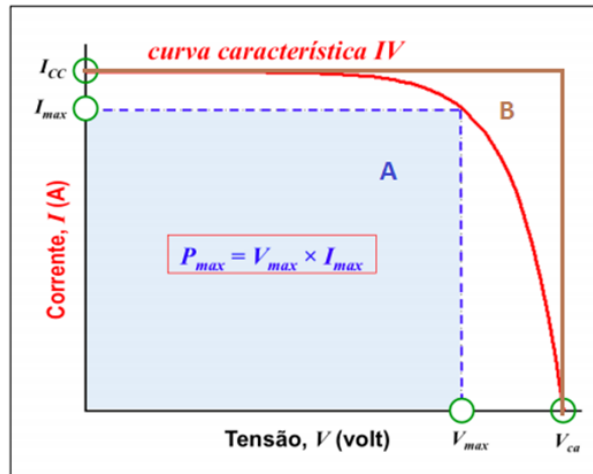


Figura 13-Curva característica e cálculo do fator de forma.

A figura 13 esclarece o indicado no parágrafo anterior. Graficamente, quanto mais a curva característica se aproxima de uma forma retangular, melhor será a qualidade da célula. A equação deste fator é dada por:

$$FF = \frac{I_{max} \times V_{max}}{I_{cc} \times V_{ca}} = \frac{Area\ A}{Area\ B} \quad (\text{equação 4})$$

III. Associações em série ou paralelo

O objetivo da ligação de módulos PV é o aumento da potência máxima de um painel fotovoltaico. Existem, nesse sentido, duas possibilidades de se realizar a associação de módulos através de interligação em **série** ou em **paralelo**.

Os módulos PV ligados em série são designados normalmente por fileiras. Para uma correta interligação, os módulos devem ser da mesma potência e marca, de forma a evitar perdas de energia ao longo do sistema. Como está representado na figura 14, as células são atravessadas pela mesma corrente e onde a característica resultante deste agrupamento é obtida pela adição das tensões aos terminais das células, mantendo a corrente estipulada do módulo.

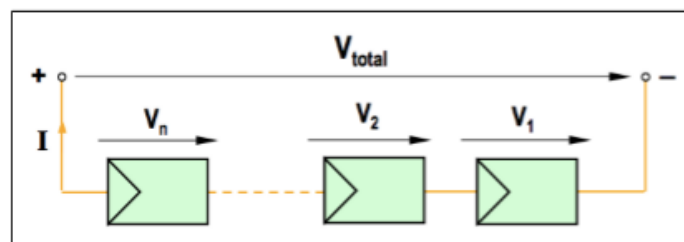


Figura 14-Associação de células em série.

Segundo a Figura 14 e, assumindo que a letra “V” representa a tensão e a letra “I” a intensidade de corrente, pode concluir-se o seguinte:

$$V_1=V_2=\dots=V_n \Rightarrow V_{\text{Total}}= V_1+V_2+\dots+V_n= n.V ; \text{ (equação 5)}$$

$$I_1=I_2=\dots=I_n= I_{\text{Total}} \text{ (equação 6)}$$

No caso de um agrupamento de módulos ligados em paralelo, a intensidade de corrente aumenta para uma mesma tensão ao longo dos módulos. A Figura 15 representa o esquema de uma associação em paralelo, adotando os mesmos significados para as respectivas letras.

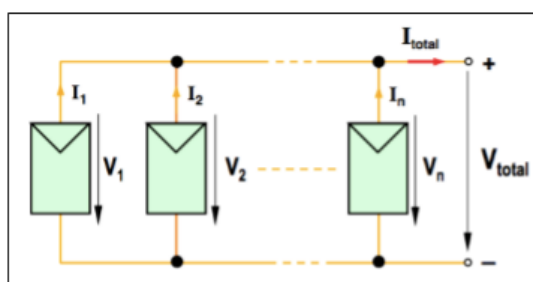


Figura 15-Associação de células em paralelo.

Conclui-se então:

$$I_1=I_2=\dots=I_n \Rightarrow I_{\text{Total}}= I_1+I_2+\dots+I_n= n.I ; \text{ (equação 7)}$$

$$V_1=V_2=\dots=V_n= V_{\text{Total}} \text{ (equação 8)}$$

Nos sistemas fotovoltaicos com ligação à rede, é muito comum efetuar-se a associação de várias fileiras de módulos, ligadas em paralelo. A Figura 16 representa o esquema de uma associação mista de $n \times m$ módulos fotovoltaicos (Freitas, 2008).

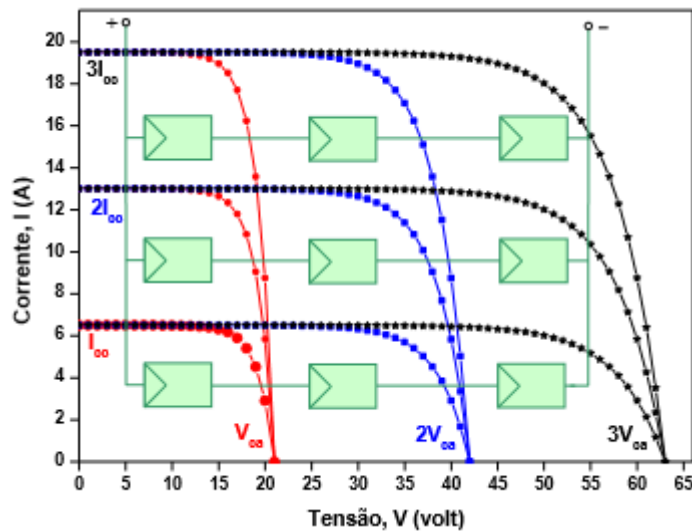


Figura 16- Representação esquemática de uma associação mista.

Na associação mista de módulos fotovoltaicos, obtêm-se as características das associações em série e em paralelo. No entanto, conseguem-se obter valores mais elevados de corrente e de tensão. Com efeito, no pressuposto de que o sistema é constituído por módulos do mesmo tipo, então a corrente I que atravessa cada fileira é igual. Assumindo que n representa o número de módulos associados em paralelo e m representa o número de módulos associados em série, pode-se concluir o seguinte com a figura anterior:

$$V_{\text{Total}} = V_1 + V_2 + \dots + V_m = m \cdot V; \quad (\text{equação 9})$$

$$I_{\text{Total}} = I_1 + I_2 + \dots + I_n = n \cdot I \quad (\text{equação 10})$$

3.2.1.2 Inversores

O papel principal do inversor solar no sistema fotovoltaico é inverter a energia elétrica gerada pelos painéis, de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA). O seu papel secundário é garantir a segurança do sistema e gerar dados sobre a produção de energia ao longo do tempo, para a monitorização do desempenho do respetivo sistema.

O tamanho e número das fileiras estão sempre condicionadas pela escolha do inversor, tendo em conta a potência de saída do módulo. Em sistemas ligados à rede, os módulos fotovoltaicos são normalmente ligados em série, formando fileiras, pelo que o valor máximo da tensão de cada uma deve ser inferior ao valor máximo da tensão nominal do inversor. No entanto, pode haver necessidade de ligar módulos em paralelo,

no caso de sombreamentos de partes do painel fotovoltaico, no caso de o painel ser constituído por módulos, com diferentes características elétricas ou ainda quando é necessário cumprir com um determinado valor de tensão, de saída das fileiras. Irão ser enumerados, de seguida as várias configurações de inversores.

Por norma, todas as fileiras do painel fotovoltaico são ligadas numa caixa de junção, antes de serem ligadas ao inversor. Este tipo apresenta uma alta eficiência e a um baixo custo, mas está condicionado a que os módulos que compõem o painel tenham de ter todos as mesmas características. Os valores de tensão e a corrente à entrada do inversor possuem valores únicos, sendo o ponto de potência máxima, determinado em base nesses valores dos parâmetros já indicados. O facto de o sistema não ter capacidade de diferenciar os pontos de potência máxima (MPPT) das várias fileiras de módulos, a eficiência do sistema é diminuída. Por outro lado, a fiabilidade do sistema fotovoltaico está dependente de um só inversor e em caso de falhas do mesmo, toda a instalação fica comprometida (Oliveira L. , 2016).

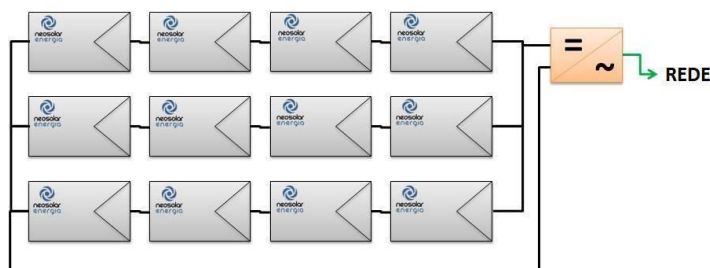


Figura 17- Esquema de ligação de módulos a um Inversor Central (Neosolar, 2017).

Os módulos sujeitos a condições de funcionamento semelhantes (radiação e sombreamento) devem estar ligados na mesma fileira e esta, por sua vez, ao inversor de fileira.

Ao comparar os inversores de fileira com os centrais, a eficiência será maior para os primeiros. Há uma maior adaptação individual do ponto de potência máximo de cada fileira, uma vez que os módulos não apresentam necessariamente todas as mesmas condições. Outra vantagem face aos inversores centrais é, em caso de avaria de uma fileira, a energia produzida nas restantes continua a ser entregue. Estas vantagens conduzem a uma solução de custo mais reduzido e a um aumento de eficiência energética da instalação, assim como da fiabilidade da mesma. A figura 18 representa o inversor de fileira.

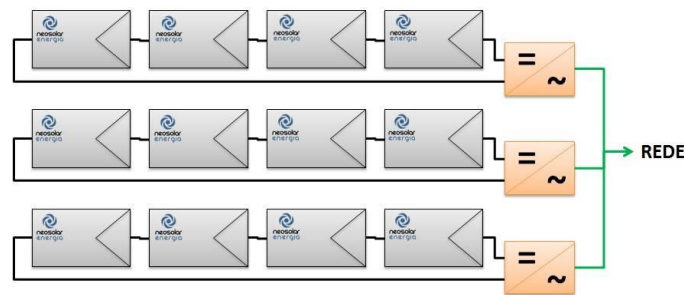


Figura 18- Esquema de ligação de módulos a um Inversor em fileira (Neosolar, 2017).

Analisando o seguinte tipo de inversor, quando visto de uma perspectiva do painel PV, a configuração consiste em vários inversores de fileira. Por outro lado, no ponto de vista da rede, a configuração é de apenas um inversor central. Geralmente este tipo de inversores é utilizado quando um determinado painel não possui orientação nem inclinação uniforme, sendo assim composto por tipos de módulos diferenciados, por fileira, o que pode muitas vezes ser útil para contornar eventuais sombreamentos na cobertura de instalação.

Esta configuração permite que seja possível seguir o ponto de potência máxima de cada fileira através do conversor CC/CC, também denominado por MPPT. Os valores de corrente contínua são diferentes quando provêm de diferentes orientações, uma vez que a energia produzida ao longo do dia está fortemente dependente deste mesmo fator (Oliveira L. , 2016). Este conversor CC/CC tem por objetivo regularizar a corrente proveniente das diferentes orientações de modo a ser mais tarde convertida em CA.

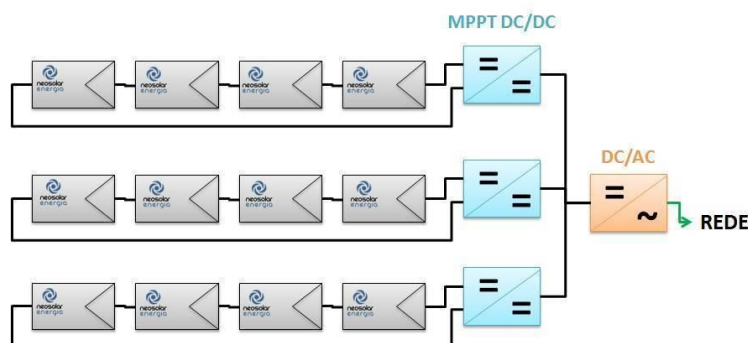


Figura 19-Esquema de ligação de módulos a um Inversor de várias fileiras (Neosolar, 2017).

3.2.1.3 Baterias

Este equipamento, também denominado de acumulador de carga, é somente usado para sistemas isolados/autónomos, pois os valores de consumo diário não coincidem com os de produção por parte de sistema PV. Para se evitar perdas de produção, são então utilizadas baterias de armazenamento pois são capazes de transformar diretamente energia elétrica em energia potencial química e posteriormente converter, diretamente, a energia potencial química em elétrica.

Cada bateria é composta por um conjunto de células eletroquímicas, ligadas em série, de modo a obter a tensão elétrica desejada.

Para uma instalação PV são geralmente utilizadas, as baterias de alta profundidade de carga, as quais apresentam longos tempos de vida útil, em condições de carga e descarga diária e uma elevada eficiência mesmo para baixas correntes de carga. A sua maior limitação é o facto de terem de ser operadas dentro de limites bem definidos, uma vez que são suscetíveis a danos, em determinadas condições tais como sobrecarga e subcarga, permanecendo durante longos períodos de tempo num baixo estado de carga. No entanto, caso as suas condições de funcionamento sejam favoráveis, estas poderão durar até 15 anos em configurações de sistemas autónomos (Seeling-Hochmuth, 1998).

As baterias podem ser classificadas em duas categorias, primária e secundária. As baterias primárias não podem ser recarregadas, ou seja, uma vez esgotados os reagentes que produzem energia elétrica, devem ser descartadas. As secundárias podem ser recarregadas através da aplicação de uma corrente elétrica aos seus terminais (Roseback, 2004).

Irão ser apresentadas seguidamente os vários tipos de baterias recarregáveis atualmente existentes pois são estas as que podem ser utilizadas para os sistemas PV.

I. Baterias de Prata-Zinco (AgZn)

A composição tem por base uma solução de hidróxido de potássio que funciona como eletrólito, gerando uma reação exotérmica com a libertação de gases. Este tipo de baterias apresenta uma densidade de energia (75 Wh/kg) considerável e uma elevada fiabilidade, o que faz com o que o custo seja necessariamente elevado.

Não são muito atrativas do ponto de vista comercial pelo seu preço, mas também por apresentarem uma composição com base em materiais bastantes perigosos. São utilizadas na sua grande maioria na indústria militar e aeroespacial (Roseback, 2004).

II. Baterias de Iões de Lítio (*Li-ion*)

Apresentam a disponibilidade de picos de densidade de energia, bastante elevados ($> 100 \text{ Wh/Kg}$) e uma eficiência mais elevada do que a das baterias à base de chumbo ou níquel. Contudo, o seu tempo de vida útil é menor, sendo por isso utilizadas em aparelhos eletrônicos de menor dimensão, tais como telemóveis e computadores portáteis.

Para além disso, necessitam de um controle de carga preciso, devido à baixa tolerância à sobrecarga. Durante a descarga, se a tensão da célula descer abaixo dos 2,5 V, a bateria pode ficar permanentemente danificada. O custo destas baterias é inferior às de *AgZn*, mas mesmo assim elevado (Rosemback, 2004).

III. Baterias de Níquel-Cádmio (*NiCd*)

São compostas por um ânodo metálico de cádmio, um cátodo de óxido de níquel e um eletrólito de hidróxido de potássio. Apresentam uma densidade de energia (50 Wh/Kg) maior que a de chumbo ácido, bem como uma vida útil maior. A sua longa durabilidade está associada ao material utilizado, no fabrico das placas aço sólido relativamente imune aos agentes químicos onde estão imersas, mantendo inalterada a integridade mecânica e a condutividade elétrica da célula. São habitualmente utilizadas em aparelhos domésticos.

Possuem também uma menor suscetibilidade à variação de temperatura, quando comparadas com as baterias de chumbo ácido.

A grande desvantagem destas baterias é a diminuição da capacidade de recarga ao longo da sua vida útil, sendo necessário utilizar controladores de carga dispendiosos. Para além de serem afetadas pelo “efeito memória”, os seus impactos a nível ambiental podem ser consideráveis, uma vez que têm na sua composição cádmio, um metal altamente tóxico. (Martins, 2007)

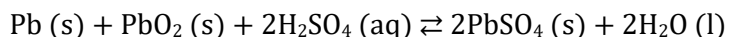
IV. Baterias Níquel-Metal Hidreto (*NiMH*)

São consideradas com uma extensão da tecnologia da bateria de *NiCd* mas em vez de utilizarem como ânodo o cádmio, utilizam um hidreto metálico. Não apresentam um “efeito memória” mas exigem elevados custos. Apresentam também como desvantagem, uma baixa capacidade de fornecer picos de corrente e têm um risco elevado de ficar inutilizável, devido a sobrecargas e a uma taxa de auto descarga, relativamente elevado (Martins, 2007).

V. Baterias de Chumbo Ácido (Pb-Ácido)

As baterias de chumbo ácido são fabricadas da mesma forma há várias décadas pelo que é uma tecnologia bem dominada. Apresentam uma elevada fiabilidade, disponibilidade e vida útil justificando o sucesso desta tecnologia em várias áreas de aplicação. Apresentam também um elevado rendimento na ordem dos 85%. Os inconvenientes são a sua baixa densidade de energia (35 Wh/Kg) e o volume de ocupação, assim como o seu peso considerável (Rosemback, 2004).

O tipo de baterias usuais para uma instalação PV são as de Chumbo Ácido pelo que, serão um pouco mais aprofundadas. São compostas por placas positivas de dióxido de chumbo, placas negativas de chumbo e pelo eletrólito-ácido sulfúrico. A equação seguinte representa o processo de carga/descarga destas baterias.



Durante o processo de descarga (sentido esquerda-direita da equação) há a formação de sulfato de chumbo e água. Em sentido inverso dá-se o processo de carga onde por vezes podem ocorrer sobrecargas, que podem dar origem à formação de hidrogénio e oxigénio no estado gasoso, levando conseqüentemente à perda de água. A atual tecnologia permite a construção de separadores que convertem estes gases em água (Freitas, 2008).

3.2.1.4 Controladores

Os controladores têm como função evitar descargas da bateria, assim como medir a tensão da mesma, de modo a evitar eventuais sobrecargas causadas pelos painéis PV. Para que seja possível o melhor desempenho por parte de um sistema autónomo, é desejável que a tensão do painel seja superior à da bateria. Tal como foi referido no subcapítulo 3.2.1.1, a temperatura afeta a tensão de saída dos módulos e, como tal, é desejável que para altas temperaturas a tensão gerada seja também suficientemente elevada para possibilitar a carga das baterias. Para valores baixos de temperatura, é conveniente garantir que a tensão do painel fotovoltaico não supere a tensão de carga da bateria.

Os controladores de carga são compostos por um circuito de controlo e outro de comutação. Tendo em conta que a tensão máxima de carga e mínima de descarga da bateria dependem do seu estado de carga, o circuito de controlo monitoriza a tensão, corrente e também a temperatura da bateria, processando essas informações e gerando sinais de controlo para o circuito de comutação. O circuito de comutação é formado por

dispositivos semi-condutores de potência que controlam a tensão e/ou a corrente de carga ou de descarga das baterias.

Este equipamento pode ser ligado com outros em série ou paralelo. Caso a ligação entre controladores seja em paralelo, a dissipação do excesso de energia produzido é efetuada quando a tensão nos polos da bateria atingir um determinado valor fixado. No caso de a ligação ser estabelecida em série, os controladores ao detetarem um valor igual ou superior ao de tensão máxima de carga, desligam os painéis das baterias (Oliveira L. , 2016).

3.2.1.5- Outros equipamentos

I. Condutores de ligação

Para além de todos os equipamentos referidos, existem ainda um conjunto equipamentos que são essenciais destacar.

Obviamente são importantes evidenciar todos os condutores de ligação estabelecidos ao longo do sistema permitem que este funcione e produza energia de forma eficiente. Todo o sistema de cablagem deve estar de acordo com os requisitos. Não se irá identificar toda a cablagem necessária mas sim as mais importantes, são elas as seguintes:

- Cabos de módulo ou de fileira: condutores que estabelecem a ligação elétrica entre os módulos individuais de um gerador solar e a caixa junção desse gerador.
- Cabo principal CC: estabelece a ligação entre a caixa de junção do gerador e o inversor.
- Cabo de ligação de CA: liga o inversor à rede recetora, através do equipamento de proteção.

II. Sistemas de proteção

Sabendo dos danos que uma descarga de BT ou MT pode trazer para o homem, sendo que alguns dos casos podem ser irreversíveis ou mesmo fatais, considera-se também da máxima importância evidenciar de uma forma sumária alguns sistemas de proteção requeridos.

- Interruptor principal CC: na eventualidade de ocorrência de defeitos, ou para realização de trabalhos de manutenção/reparação é necessário isolar o inversor do gerador fotovoltaico, utilizando o interruptor principal CC.

- Disjuntores: os disjuntores são aparelhos de proteção contra intensidades, que podem voltar a ser rearmados depois de dispararem. Isolam automaticamente o sistema fotovoltaico da rede elétrica, caso ocorra uma sobrecarga ou curto-circuito e são frequentemente utilizados como interruptores CA.
- Os disjuntores diferenciais: são aparelhos de proteção sensíveis à corrente residual diferencial. Estes dispositivos “observam” a corrente que flui nos condutores de ida e de retorno do circuito elétrico (Freitas, 2008).

III. Postos de Transformação

Embora não seja comum a todos os sistemas ligados à rede, quando se pretende fazer a distribuição da energia produzida por uma instalação PV ou transportar a energia da rede pública para vários pontos distantes entre si, utilizam-se Postos de Transformação (PT).

Os postos fazem a conversão da energia elétrica de MT para BT, quando proveniente da Rede Elétrica de Serviço Pública (RESP), alimentando a rede de distribuição de baixa tensão.

Para o caso da energia proveniente dos módulos solares, a conversão dá-se inicialmente em sentido oposto, ou seja, de BT para MT de modo a evitar as perdas ao longo do transporte. A energia irá percorrer o circuito até entrar num novo PT, onde irá converter a energia de MT para BT e assim abastecer os polos de acordo com a sua necessidade.

Os PTs podem ser do tipo aéreo caso estejam ligados à rede aérea de média tensão ou em cabine caso a instalação do equipamento seja dentro de uma cabine. Estes dois exemplos são apresentados na figura 20. A sua constituição é composta por três equipamentos:

- Equipamento de interrupção/seccionamento e proteção;
- Um ou mais transformadores responsáveis pela transformação de MT em BT ou de BT em MT;
- Quadro geral de baixa tensão, de onde se desenvolvem os diversos alimentadores da rede de baixa tensão.

Oferecem inúmeras vantagens especialmente para casos onde a energia tem de percorrer grandes distâncias até chegar ao consumidor final (Madeira, 2015).



A- PT Aéreo;
B- PT em Cabine.

Figura 20-Tipos de Postos de Transformação.

Como em todas as aplicações respeitantes ao uso de tensões elevadas, a construção de PTs obedece a elevados padrões de segurança. Para além das restrições de acesso dentro e fora dos postos, a corrente é controlada através de quadros de disjuntores e o bom funcionamento dos postos é observado por técnicos especializados.

A instalação de PTs privados, como é o exemplo que irá ser estudado no caso prático, traz inúmeras vantagens para o proprietário da rede. Há várias razões que justificam a opção:

- Caso possua os meios necessários e o *know-how* para realizar a manutenção do posto, esta pode ser feita pelo proprietário, dispensando o auxílio de técnicos da rede pública (Ex: EDP);
- Uma vez que o proprietário controla os PTs, pode decidir a configuração mais conveniente à sua instalação, de forma a reduzir os custos e maximizar a eficiência;
- Possibilita a compra da eletricidade a média tensão (MT), que apresenta vantagens económicas, pelo que é necessário a utilização de PTs privados para a conversão em baixa tensão;
- Partilha dos postos: a utilização de postos públicos está inerente à partilha com outros consumidores na mesma área, caso a empresa responsável o ache necessário. Deste modo, diminuiria a eficiência do serviço e dificultaria o controlo elétrico dentro de um determinado espaço.

3.2.2 Tipos de sistemas solares Fotovoltaicos

As instalações de energia fotovoltaica, como meio conversor direto da radiação do Sol em eletricidade, úteis para o consumo, podem agrupar-se em três tipologias, em função das suas aplicações generalizadas. O regime de exploração dos sistemas de produção descentralizada de energia são:

- Sistemas **isolados** ou **autónomos**, com e sem armazenamento;
- Sistemas **híbridos** em conjugação com mais de uma fonte de energia para além da fotovoltaica;
- Sistemas de **ligação à rede**.

Os sistemas fotovoltaicos, isolados ou com associação de outras fontes de energia renováveis, são já competitivos para a alimentação de certos locais ou equipamentos remotos (Ex: Bombas de água), onde as soluções alternativas convencionais (gerador a diesel ou rede elétrica) apresentam inconvenientes ambientais consideráveis e são inferiores do ponto de vista económico (Patrício, 2014). No caso dos sistemas fotovoltaicos ligados à rede, a situação é bastante diferente, pois estes estão ainda longe de serem competitivos, mesmo quando comparados com outras fontes de energia renováveis (Freitas, 2008).

Os sistemas obedecem a uma configuração básica que corresponde a uma unidade de controlo de potência e também uma unidade de armazenamento, como está representado na figura 21.

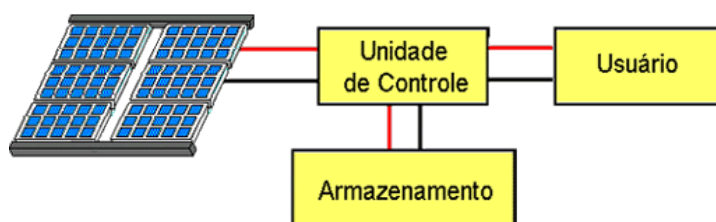


Figura 21-Configuração básica de um sistema fotovoltaico.

3.2.2.1 Sistemas isolados/ autónomos

Considera-se instalação “isolada” quando a energia é produzida e consumida por quem a está a produzir. Tal como sugere o próprio nome, pelo facto de ser “isolado” indica que não está ligado à rede de distribuição, sendo desta forma totalmente independente da mesma.

Nestes tipos de sistemas, o dimensionamento do painel PV é efetuado com base no mês em que verifica a radiação solar menor. Para além dos módulos, é também necessário, tendo em conta a utilização a que o sistema está destinado, uma ou várias baterias de modo a assegurar a alimentação contínua dos consumos, nos períodos em que a radiação solar não está disponível. Também é necessário um controlador, para

efetuar a gestão da carga da bateria. No caso de haver cargas a alimentar em corrente alternada (CA) deve ser também colocado um inversor.

Este tipo de sistema não é aconselhado, caso existam consumos elevados, pois vai encarecer em muito o projeto, principalmente devido às baterias requeridas. Dependendo do tipo de cargas a alimentar os sistemas PV autónomos podem assumir uma ou mais configurações possíveis tal como se pode observar na figura 22 (Freitas, 2008).

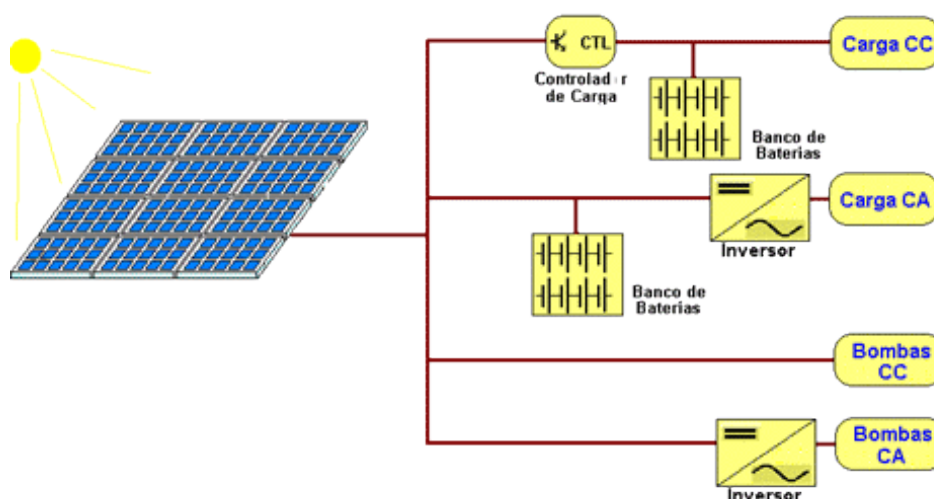


Figura 22-Diagrama de sistemas fotovoltaicos em função da carga utilizada.

O dimensionamento destas unidades deve ser efetuado de forma criteriosa, tendo em conta as necessidades de produção. Caso a instalação seja super dimensionada, o custo de implementação muito elevado pode levar, em alguns casos à inviabilização do projeto. Em sentido oposto, caso uma instalação seja subdimensionada, as necessidades de produção podem não ser satisfeitas da forma mais rentável e também levam a limitações de tecnologias.

3.2.2.2- Sistemas híbridos

São sistemas desconectados da rede convencional e utilizam várias formas de geração de energia elétrica, tais como, turbinas eólicas, sistemas geradores de diesel, módulos fotovoltaicos, entre outros. A variedade de formas de produção torna complexa a otimização do uso das energias.

Uma vez que os sistemas híbridos são explorados na ausência da rede elétrica convencional, torna-se necessária a existência de um sistema de gestão e controlo das

diferentes fontes de energia, de modo a satisfazer os consumidores e assegurar o menor custo de produção. Para tal é necessário maximizar a eficiência do sistema, em função do consumo e da disponibilidade dos recursos. Na figura 23 é apresentado o esquema típico de um sistema híbrido (Freitas, 2008).



Figura 23-Exemplo de sistema híbrido.

O estudo da conciliação entre duas fontes de energias renováveis, sendo uma delas a fotovoltaica, tem sido um dos temas mais investigados nesta área pois, em muitos locais do globo, pequenas localidades ou até mesmo postos ou indústrias isoladas, requerem algumas necessidades de eletricidade que poderão ser suportadas pelo funcionamento de duas formas de produção de energia alternativa.

Um dos artigos estudados faz referência à investigação das necessidades de 12 pequenas localidades indianas localizadas na zona ocidente dos Himalaias. Apesar de serem zonas pouco ventosas, foi simulado a produção ótima/requerida de uma instalação fotovoltaica aliada a 7 microturbinas. Neste estudo conclui-se o potencial de produção de energia elétrica por fonte fotovoltaica mas destaca-se a fragilidade das microturbinas de gerarem energia uma vez que têm maiores velocidades de corte do que as que existem nos locais de estudo. Existe a necessidade de desenvolver microturbinas adequadas para locais com pouco vento, para que juntamente com recursos solares possam despertar o interesse de utilização destas duas fontes de energia (Sinha & Chandel, 2017). Este estudo revelou que a conciliação entre as duas formas de produção face às características do local, nem sempre são fáceis de adequar.

3.2.2.3 - Sistemas de ligação à rede

São sistemas que estão ligados à rede de distribuição onde injetam toda ou parte da energia produzida. Por norma, são compostos por um número considerável de módulos fotovoltaicos e não utilizam armazenamento de energia (baterias). Para

satisfazer todas as exigências, é necessário um inversor que converte a corrente contínua (CC) produzida pelos módulos, em corrente alternada (CA) exigida pela rede. As características do inversor têm de ser adequadas às exigências dos módulos PV e da rede de distribuição, de modo a que a energia produzida não seja comprometida e assegurando todas as questões de segurança.

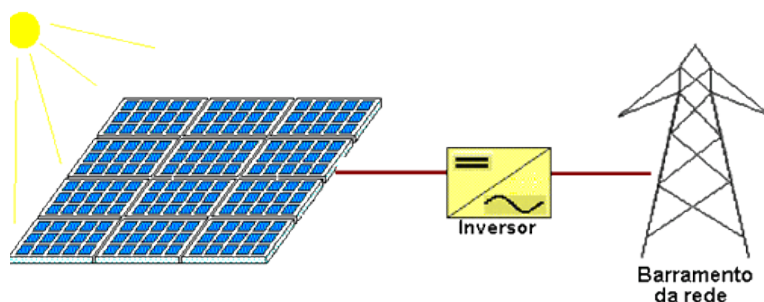


Figura 24-Sistema ligado à rede.

Existem diversas variáveis que podem condicionar a implementação deste tipo de unidade. Fatores como a área disponível de instalação, localização geográfica, requisitos estéticos do edifício, condicionantes físicas (sombreamento) e disponibilidade financeira, são os mais importantes quando se pretende construir um sistema deste tipo (Freitas, 2008).

3.2.3- Perdas na produção

Como qualquer sistema elétrico, existem vários tipos de perdas ao longo de todo o percurso elétrico. Algumas destas, não são possíveis de serem geridas pois fazem parte das próprias características dos diversos aparelhos. Equipamentos como os módulos fotovoltaicos, os inversores e toda a cablagem envolvida nos processos de transformação e transporte, têm um fator de perda consoante o modelo escolhido, mas também são afetados pela temperatura que muitas das vezes é consequência das exigências a que o sistema está sujeito, assim como das condições climáticas do local e da radiação solar. No entanto, outras perdas podem ser reduzidas ou mesmo anuladas, caso haja uma correta manutenção periódica.

Para quantificar a energia produzida e as suas respetivas perdas são utilizados programas informáticos como por exemplo o *PVsyst*. Na Figura 25 são apresentadas diversas variáveis, que vão influenciar a produção de energia anual para um determinado local. Estas serão apresentadas com maior detalhe nos capítulos 3.2.3.2 e

3.2.3.3. Muitas outras perdas, nomeadamente as de manuseamento, não estão evidenciadas na figura mas irão ser também abordadas neste capítulo.

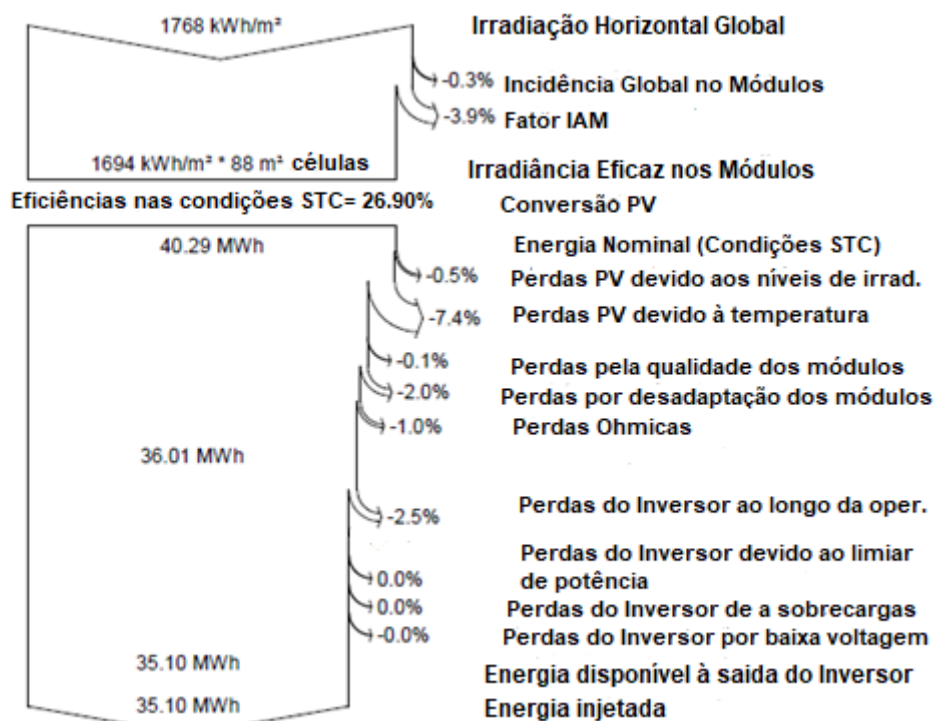


Figura 25-Diagrama de perdas a energia da unidade “Armazém” (PVsyst).

3.2.3.1- Mapeamento dos locais

Previamente às perdas na produção, a escolha do local da futura instalação deve ser cautelosamente estudada.

Foi realizado recentemente (2017) um estudo no sentido de aferir quais os melhores locais para a instalação de um sistema PV. O local do estudo foi a *Kungl Tekniska Högskolan* (KTH) campus (Instituto Real de Tecnologia), em Estocolmo, na Suécia. Para além da determinação das características geográficas do local em estudo, realizaram-se simulações físicas, análises teóricas e avaliações práticas dos vários edifícios, no sentido de obter um mapeamento do instituto com diferentes classificações de “potencial” de instalação. O primeiro mapa criado implementa uma escala de cores para descrever a energia solar recebida por ano, variando de azul (900 kWh / m²) a vermelho (maior que 1100 kWh / m²). Outro mapa define a área (m²), a altura dos telhados (m) e a área de eventuais obstáculos (m²) que estejam nos telhados de cada um dos edifícios do instituto, uma vez que não é desejável que a produção de energia

esteja distribuída em locais muito distintos. A junção destes dois mapas e respetivas características associadas a cada um deles catalogou quais os edifícios com maior potencial de instalação. Os dois mapas podem ser observados na figura seguinte.

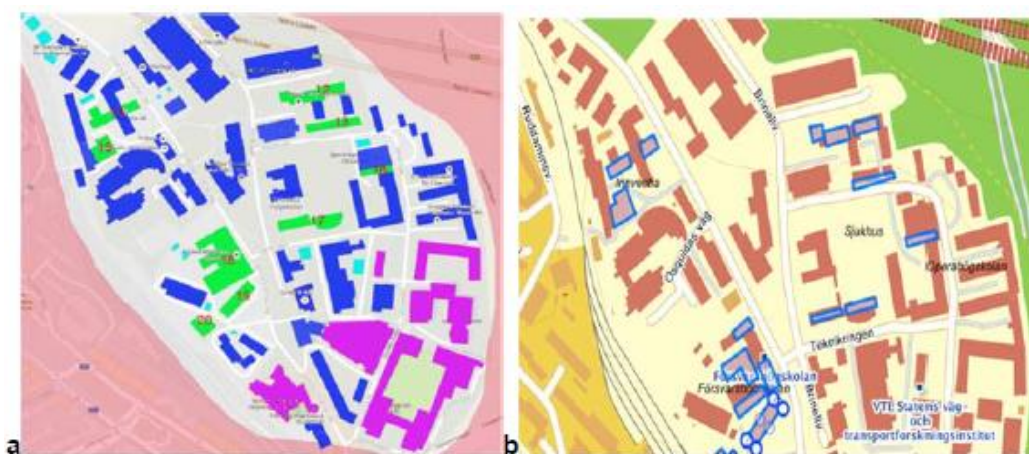


Figura 26-(a) classificação dos edifícios segundo a energia solar recebida por ano. (b) cálculo das áreas dos telhados dos edifícios selecionados, apenas demonstrada uma parte da área avaliada (Mewes, *et al.*, 2017).

Uma vez escolhido quais os locais ideais, definiu-se mais pormenorizadas as áreas/ zonas dos telhados dos edifícios que seriam mais proveitosas para a instalação. No projeto de configuração dos módulos foram considerados os seguintes pontos:

- Número de módulos que podem caber na área de cobertura disponível;
- A distância entre os módulos e a borda do telhado;
- Sombras de estruturas de telhado e outros obstáculos perto do edifício.

Devido aos menores índices de radiação existentes para latitudes do norte da Europa, quando comparando com países mais perto da linha do equador, é de extrema importância a determinação dos locais com maior potencial de produção PV. O resultado obtido da junção dos dois mapas foram satisfatórios, e devem ser visto como uma oportunidade de rentabilizar o espaço disponível em função das necessidades energéticas (Mewes, *et al.*, 2017).

3.2.3.2 -Perdas exteriores ao sistema

A produção de energia, por parte de uma unidade PV está limitada pela radiação solar disponível. Um dos fatores que maior influencia a radiação solar são as condicionantes climáticas. Tal como referido no subcapítulo 3.1.1., um dos três tipos de radiação é a refletida e esta pode apresentar maior “peso” no índice de reflexão caso a densidade de obstáculos que são encontrados ao longo do percurso da radiação

emitida pelo sol. Obstáculos como nuvens e poeiras são os principais, e promovem o aumento do índice de refletância.

Serão seguidamente contemplados apenas os fatores de perda exteriores ao sistema elétrico. Neste exemplo, foi considerado pelo *PVsyst* para a região de Lisboa um índice global anual de radiação solar na ordem dos 1686 kWh/m². Uma vez que, para este caso, a inclinação do painel não é a ideal pois este encontra-se “chapados” (módulos com a mesma inclinação que o telhado do edifício sendo que estes têm uma inclinação de apenas 5°), há uma percentagem significativa que não é aproveitada pelo sistema.

I. Fator IAM

O modificador de ângulo de incidência (na sigla inglesa IAM, “*Incidence Angle Modifier*”) dá conta da fração de energia solar que não é absorvida pelos módulos, quando a radiação não está a incidir na perpendicular, ao plano de abertura do coletor. Trata-se de um fator de correção, que é um rácio entre o rendimento do coletor medido com a radiação incidente vinda de certa direção e o rendimento medido com a radiação incidente perpendicular ao coletor. Portanto, por definição, vale 1 para incidência perpendicular e 0 para incidência rasante. O programa já quantifica este fator mas a sua equação é a seguinte:

$$F_{iam} = 1 - b_o \times (1/\cos i - 1) \quad (\text{equação 11})$$

Em que:

F_{iam} - Fator IAM;

i - Ângulo de incidência no plano;

b_o - Índice de refração entre a interface inferior e o módulo. Nos módulos PV tem o valor de 0,05.

II. Incidência global nos módulos

Para o cálculo deste fator de transposição da energia solar em elétrica é utilizado o modelo de Hay e aplica-se tendo em conta as coordenadas geográficas. Segundo as coordenadas geográficas, determina-se a irradiância horizontal global e difusa (em

valores horários) e define-se o “fator de transposição”, que é a relação entre as duas irradiâncias.

III. Sombreamentos

Esta variável pode ser em certos casos uma das maiores condicionantes físicas à instalação de um sistema PV caso existam múltiplos objetos na cobertura de instalação. A radiação direta vem segundo um determinado ângulo de incidência que o Sol exerce em relação a um plano (cobertura de instalação), produzindo sombra quando esta atinge um objeto. Quanto maior a inclinação, assumindo que este parâmetro varia entre os 0° e os 90° , e a altura do objeto, maior será a sombra gerada. A respeito do ângulo de incidência do sol sobre o plano (declinação solar), é aconselhável assumir no dimensionamento o “pior cenário possível” que é, para o caso do hemisfério Norte, quando se dá o solstício de Inverno, em que o sol exerce o ângulo mais reduzido em relação ao solo tal como referido no capítulo 3.1.2.

Para o caso evidenciado na figura 25, estes valores não estão quantificados pois foram previamente evitados durante o trabalho prático. Foi calculada a distância requerida por parte das várias barreiras que poderiam afetar a área de implementação incluindo os próprios painéis. A figura 27 traduz de uma forma simples, os fatores a ter em conta para calcular não só o distanciamento entre painéis como também o de outros objetos.

A metodologia apresentada é a que é seguida pela empresa onde foi realizado o dimensionamento.

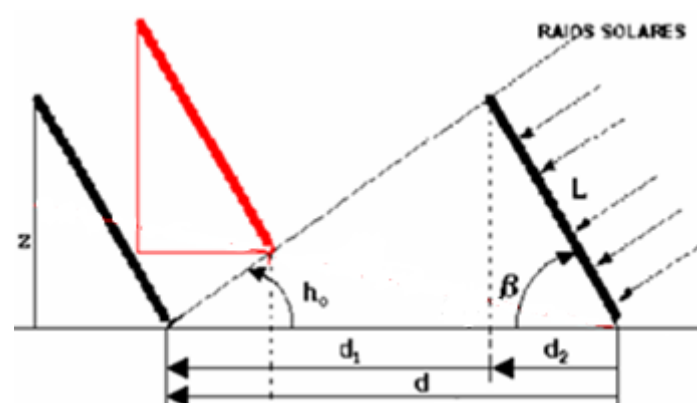


Figura 27-Esquema de distanciamento entre painéis PV.

Em que:

L-Radiação solar;

β -Inclinação do painel;

d- Distância total entre os painéis;

d₁- Distância de sombreamento exercida além do próprio painel ;

d₂- Distância de sombreamento exercida ao próprio painel;

h₀- Ângulo de incidência do sol numa superfície plana (declinação solar);

z- Altura da zona do painel mais elevada ao solo.

A incógnita que se pretende determinar é a distância total entre painéis (d) que é a soma de d₁ com d₂. As equações seguintes representam as fórmulas para a determinação de z, d₁ e d₂. Serão utilizadas as siglas, que foram expressas na figura 27 e assumindo que “ComCol” representa o comprimento do painel.

$$z = \operatorname{sen}\left(\frac{\beta}{180 \times \pi}\right) \times \operatorname{ComCol} \quad (\text{equação 12})$$

$$d1 = \frac{z}{\operatorname{tg}\left(\frac{h_0 \times \pi}{180}\right)} \quad (\text{equação 13})$$

$$d2 = \frac{z}{\operatorname{tg}\left(\frac{\beta \times \pi}{180}\right)} \quad (\text{equação 14})$$

Foram realizados alguns trabalhos de simulação do efeito de sombreamento parcial em determinados tipos de células, com o intuito de obter resultados o mais fidedignos com a realidade.

Com base nos dados gerais fornecidos pelos produtores dos módulos em circuito aberto, potência máxima e de curto-circuito, foi possível construir um método heurístico com uma serie de expressões que permitem uma determinação idêntica à real das curvas I-V e P-V. A simulação mostra o efeito do sombreamento parcial e consequente diminuição da energia obtida, estes dados devem ser tido em consideração durante a fase de dimensionamento do projeto e considerações económicas. Os resultados simulados foram os seguintes:

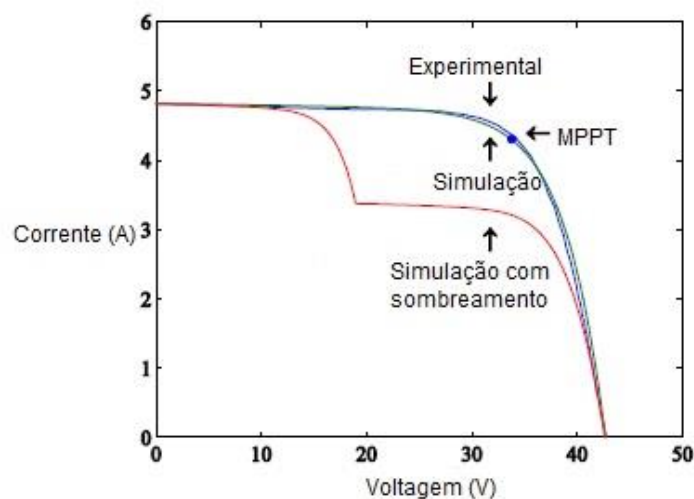


Gráfico 1-Curva I-V com a comparação entre valores experimentais e simulados de sombreamento (Fialho, Melicio, Mendes, Figueiredo, & Collares-Pereira, 2014)

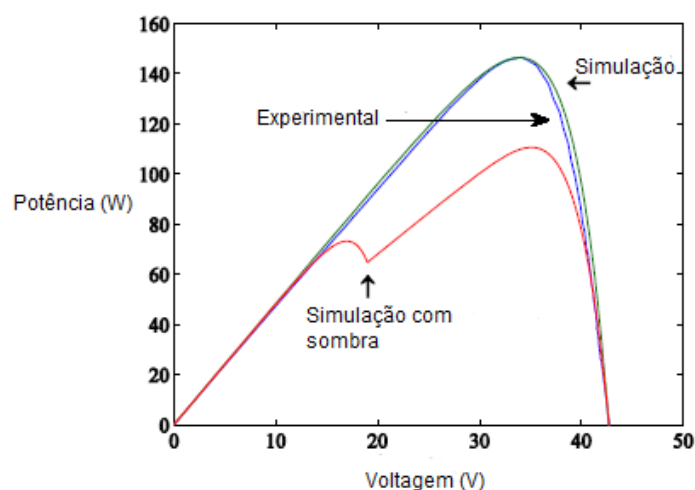


Gráfico 2-Curva P-V com a comparação entre valores experimentais e simulados de sombreamento.

3.2.3.3 - Perdas do sistema

Para o exemplo apresentado anteriormente, o tipo de material utilizado nas células solares foi o silício monocristalino pois representa, como já foi abordado, uma maior eficiência na ordem dos 16,23% nas condições STC.

I. Módulos fotovoltaicos e Inversores

Na formação dos módulos fotovoltaicos são escolhidas células com curvas características semelhantes, mas na prática a curva característica varia de célula para célula, o que conduz a perdas por desfasamento entre as curvas características, habitualmente designadas de perdas por *mismatch*. Para minimizar as perdas de potência no sistema, apenas deverão ser utilizados módulos do mesmo tipo.

Além das perdas por desadaptação (*mismatch*), pode ocorrer um fenómeno designado por *hot spot* (ponto quente) que faz com que o gerador possa não atingir o rendimento previsto (ver Figura 28). Pode ocorrer que num módulo opere um nível de corrente que exceda a reduzida capacidade de curto-circuito, de uma ou mais células. A célula, ou grupo de células afetadas são forçadas a uma polarização inversa, dissipando energia que pode causar sobreaquecimento e consequente redução do desempenho de módulo PV.

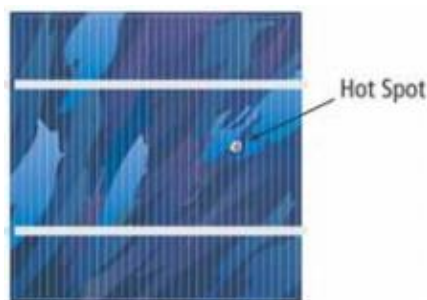


Figura 28-Ponto quente formado numa célula PV.

Várias causas podem produzir essa reduzida corrente de curto-circuito, como a degradação das células e uma iluminação não uniforme do módulo, sendo esta última particularmente importante na integração dos módulos em edifícios, pois estes estão sujeitos a sombreamentos diversos do seu envolvente (árvores, edifícios, etc.). Na figura 29 encontra-se ilustrado a formação de pontos quentes “*hot spot*” numa célula sombreada, convertendo-a num díodo sob polarização inversa e eliminando consequentemente a corrente produzida pelo conjunto inteiro de células em série. Se algo tapar o módulo solar, de tal modo que uma célula fique totalmente ou parcialmente obscurecida, esta célula passará a estar inversamente polarizada, atuando como uma carga elétrica e convertendo a energia elétrica em calor. Se a corrente que a atravessa for suficientemente elevada, poderá resultar o ponto quente já mencionado.



Figura 29-Módulo PV sombreado sem díodos de derivação.

Para prevenir a ocorrência de pontos quentes, a corrente deve ser desviada da célula solar através de uma derivação da corrente. Esta derivação da corrente é conseguida através de um díodo de derivação ou *bypass*, ligado em anti-paralelo com

as células. Este diodo impede o aparecimento de tensões inversas elevadas nas células e estão geralmente alojados nas caixas de junção dos módulos. (Sousa & Oliveira, 2010)

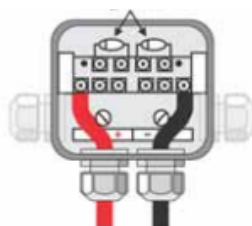


Figura 30-Caixa de junção do módulo com diodos de derivação.

Uma vez que os módulos são elementos semicondutores de eletricidade, existe sempre alguma resistência interna (perdas ohmicas), nos contactos metálicos e no contacto do metal com o semicondutor. (Assunção, 2014)

Para além dos fatores identificados acima, as próprias características dos módulos assim como a dos inversores de carga são preponderantes, para a eficiência do sistema ao longo do tempo. Tanto a temperatura como a irradiância de operação definem as condições máximas de funcionamento tal como está demonstrado na figura 31.

Internal model result tool			
Operating conditions	GOper	1000 W/m ²	TOper 25 °C
Max Power Point:	Pmpp	271.9 W	Temper. coeff. -0.43 %/°C
	Current Impp	5.43 A	Voltage Vmpp 50.1 V
	Short-circuit current Isc	5.82 A	Open circuit Voc 62.3 V
Efficiency	/ Cells area	18.59 %	/ Module area 15.95 %

Figura 31-Definição das condições de operação (PVsyst).

3.3 Legislação atual

Numa perspetiva histórica, os primeiros decretos-lei relativos a atividades de produção de energia elétrica por pessoas singulares ou por pessoas coletivas, de direito público ou privado, foram publicadas pelo Ministério da Indústria e Energia na década de oitenta do século XX - **Decreto-Lei nº 20/81, de 28 de Janeiro** (Energia M. d., Decreto-Lei nº 20/81, de 28 de Janeiro, 81); **Decreto-Lei nº 21/82 de 28 de Julho** (Energia M. d., DL n.º 123/1988, Série I de 1988-05-27, 1988).

Mais tarde, só no fim da década de noventa do século XX, impulsionado de certa forma pelo protocolo de Kyoto em 1997, houve uma nova revisão do regime aplicável à atividade de produção de energia elétrica que se baseie na utilização de recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos- **Decreto-Lei nº 168/99, 18 de Maio** (Inovação, 2007).

Atualmente, a legislação aplicada para novos projetos de produção de energia elétrica derivado de fontes solares, para os regimes onde estão inseridas as unidades de produção de autoconsumo (UPAC) e as de pequena produção (UPP) sofreram diversas revogações e aditamentos desde o início do século XXI. O regime jurídico aplicado para este setor está definido no **Decreto-Lei n.º 153/2014, 20 de Outubro** (Energia M. d., Diário da República n.º 202/2014, Série I de 2014-10-20, 2014).

I. Decreto-Lei n.º 153/2014, 20 de Outubro

Este decreto cria os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo e à venda à rede elétrica de serviço público, a partir de recursos renováveis, por intermédio de Unidades de Pequena Produção. Concretizando o disposto no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis, aprovado pela Resolução de Conselho de Ministros nº 20/2013, de 10 de Abril, são reformulados e integrados, no presente decreto-lei, os atuais regimes de miniprodução e microprodução, revogando-se o Decreto-lei nº 34/2011.

Assim sendo, o novo regime de produção descentralizada está distribuída em duas vertentes, o Autoconsumo (UPAC) e a pequena produção (UPP). Trata-se de legislação que incentiva o autoconsumo e penaliza a venda de energia à rede elétrica. O objetivo primordial passa por adequar o atual modelo de produção distribuída, ao perfil de consumo local, assim como, deste modo, a proximidade entre o local de produção e de consumo.

II. Diferenças entre as UPAC e UPP

Tendo em conta o decreto-lei n.º 153/2014 de vinte de Outubro, são identificadas as seguintes diferenças entre as unidades de produção em autoconsumo e as de pequena produção:

Tabela 5-Diferenças entre UPAC e UPP. (Pinto, 2015)

	Autoconsumo	Pequena Produção
Injeção da energia	-Entregue, preferencialmente, no local de consumo, podendo o excedente ser injetado na rede.	-Injetada na RESP na totalidade.
Remuneração	-Excedente de produção é paga com base na tarifa apresentada na equação 15.	-O modelo de atribuição de tarifa mantém-se via leilão.
Direitos do produtor	<p>-Estabelecer uma UPAC por cada instalação elétrica de utilização, recorrendo a uma combinação entre fontes de energia, renováveis e não renováveis, e respetivas tecnologias de produção associadas;</p> <p>-Consumir a eletricidade gerada na UPAC, bem como injetar excedentes na rede;</p> <p>-Acumular a energia produzida na UPAC que não seja consumida instantaneamente, para consumir posteriormente.</p>	-Recorre-se apenas a uma tecnologia de produção.
Deveres do produtor	<p>-Suportar o custo das alterações da ligação da instalação elétrica de utilização à RESP;</p> <p>-Suportar o custo dos contadores;</p> <p>-Possuir um seguro de responsabilidade civil;</p> <p>-Assegurar que os equipamentos de produção instalados se encontram certificados.</p>	
Limites de potência	<p>-A potência de ligação da unidade de produção tem de ser menor ou igual a 100% da potência contratada no contrato de fornecimento de energia;</p> <p>-A potência instalada não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação (contratada).</p>	<p>-A potência de ligação da unidade de produção tem de ser menor ou igual a 100% da potência contratada no contrato de fornecimento de energia;</p> <p>- A produção anual tem de ser inferior a duas vezes o consumo.</p>
Licenciamento	<p>-Divididas em diferentes escalões, sendo diferente o processo de licenciamento para cada um desses escalões. São eles</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pot. Instalada $\leq 200W$ – isenta de controlo prévio; • $200W \leq \text{Pot. Instalada} \leq 1,5kW$ – mera comunicação prévia de exploração; • $1,5kW \leq \text{Pot. Instalada} \leq 1MW$ – registo e certificado de exploração • Pot. Instalada $\geq 1MW$ – licença de produção e licença de exploração. 	-Necessário registo e certificado de exploração
Contagem	-Contagem de energia obrigatória para potências ligadas à rede superiores a 1,5kW.	-Contagem é obrigatória em qualquer situação, uma vez que isso é imprescindível para quantificação da produção entregue à RESP.

$$R_{UPAC} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0.9 \quad (\text{equação 15})$$

Em que:

R_{UPAC} – Remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês m , em €;

$E_{fornecida, m}$ – Energia fornecida no mês m , em kWh;

$OMIE_m$ – Valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do operador do mercado Ibérico de energia para Portugal, relativos ao mês m ;

m – mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida

III. Portarias associadas ao novo decreto-lei

- **Portaria nº 14/2015, de 23 de Janeiro**

Esta portaria tem por objeto definir o procedimento para apresentação de uma prévia comunicação de exploração das unidades de produção, bem como para obtenção de um título de controlo prévio no âmbito da produção, para unidades de exploração com injeção total na RESP. Inclui-se também os elementos instrutórios dos respetivos pedidos, a sua marcha, extinção dos títulos em causa e alteração das unidades de produção (UP), procedendo à regulamentação do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro. Determina ainda o montante, o modo de pagamento e as fases do procedimento em que são devidas as taxas previstas no artigo 37.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro (Energia M. d., Portaria n.º 14/2015, 2015).

- **Portaria nº 15/2015, de 23 de Janeiro**

Esta portaria procede à fixação da tarifa de referência prevista no n.º 1 do artigo 31.º do Decreto – Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro e determina as percentagens a aplicar à tarifa de referência, consoante a energia primária utilizada pelas unidades de pequena produção (Energia M. d., Portaria n.º 15/2015, 2015).

- **Portaria n.º 60-E/2015, de 2 de Março**

Altera a portaria n.º 14/2015, de 23 de janeiro, que define o procedimento para apresentação de uma comunicação prévia de exploração das unidades de produção para autoconsumo, bem como para obtenção de um título de controlo prévio no âmbito da produção para autoconsumo ou da pequena produção, para injeção total na rede elétrica de serviço público da energia elétrica produzida. Determina ainda o montante das taxas previstas no Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro (Energia M. d., Portaria n.º 60-E/2015, 2015).

IV. Fibrocimento- Decreto-Lei nº 101/2005 de 23 de Junho

Mais à frente, no caso de estudo, irá ser evidenciado que a cobertura existente do edifício Azevedo Gomes é de fibrocimento. O Decreto-Lei nº 101/2005 de 23 de Junho diz o seguinte a respeito deste elemento:

"É proibida a colocação no mercado e a utilização de produtos que contenham fibras de amianto. A utilização de produtos que contenham fibras de amianto e que já se encontrem instalados ou em serviço antes da data de entrada em vigor do presente diploma continua a ser autorizada até à data da sua destruição ou fim de vida útil."
(Saúde, 2016)

Capítulo 4-Caso de estudo

Ao longo do estágio realizado, foram analisados diversos projetos em que cada um deles apresentou cenários diferenciados e permitiu uma aprendizagem completa e cimentada das várias etapas a realizar, até à conclusão do projeto. Neste capítulo, irão ser analisadas todas as variantes que influenciam um projeto durante a fase de conceção.

De modo a satisfazer as crescentes necessidades energéticas do instituto e, tendo em conta a limitação de área disponível de implementação e zonas de sombreamento pretende-se criar um sistema PV o mais eficiente e economicamente vantajoso para o ISA.

Tal como foi abordado no capítulo 3, tendo em conta o novo regime de produção descentralizada, existem dois tipos de instalações que podem ser dimensionados para o caso do instituto, são eles as UPAC e as UPP. De acordo com os objetivos do proprietário e os balizamentos físicos e financeiros, o dimensionamento é feito de forma diferenciada.

4.1. Programas de simulação e de dimensionamento de sistemas PV

Os simuladores de sistemas fotovoltaicos utilizam modelos de fluxo energético que demonstram a interação dos componentes constituintes do sistema. Estas ferramentas são essenciais para uma eficiente projeção de um sistema PV.

Muitos dos programas de modelação/dimensionamento incorporam já uma base de dados sólida sobre a radiação solar anual, temperatura ambiente e outros fatores condicionantes em diferentes cidades do globo terrestre. Existe sempre a possibilidade de adicionar dados sobre locais não referenciados no programa, ou até mesmo atualizar os dados de zonas já existentes. Estas informações são indispensáveis para a determinar o potencial de produção da instalação numa determinada zona do globo.

Seguidamente, irão ser identificados de forma breve os programas utilizados ao longo do estágio:

- **DraftSight:** Programa de auxílio em trabalho de desenho técnico. Fornece uma vasta panóplia de ferramentas para trabalhar em projetos bidimensionais e tridimensionais. Além disso, a compatibilidade com arquivos no formato DWG torna o programa muito versátil, uma vez que é possível trabalhar em conjunto com utilizadores que trabalham com AutoCAD.

- **PVSYST V5.74:** Este programa permite trabalhar com diferentes níveis de complexidade, desde um estágio inicial de representação até um sistema detalhado de simulação. Apresenta também uma ferramenta adicional, tridimensional, que tem em conta as limitações do horizonte e de objetos que possam criar sombras sobre os painéis fotovoltaicos.
O *software* permite importar dados de outros programas, o que facilita a comparação dos valores simulados com valores medidos. Possui uma base de dados de radiação de diversos locais do mundo.
- **Excel 2013:** Instrumento de registo de cálculos, de construção gráficos e esquemas criado pela Microsoft.

4.2. Local de estudo

O edifício Azevedo Gomes está localizado no Instituto Superior de Agronomia, em Lisboa e ocupa uma área de cerca de 3850 m². Este espaço é utilizado maioritariamente para aulas da respetiva unidade de ensino, mas também tem vários laboratórios de investigação, gabinetes de trabalho, um bar-restaurant e um centro de investigação, o Centro de Estudos Florestais (CEF). Também é palco de alguns eventos no âmbito das ciências agrárias e florestais. Encontra-se em funcionamento durante todo o ano e os seus consumos energéticos vêm agregados à fatura mensal de todo o instituto. A figura 32 identifica o espaço/cobertura onde se pretende instalar o futuro sistema.

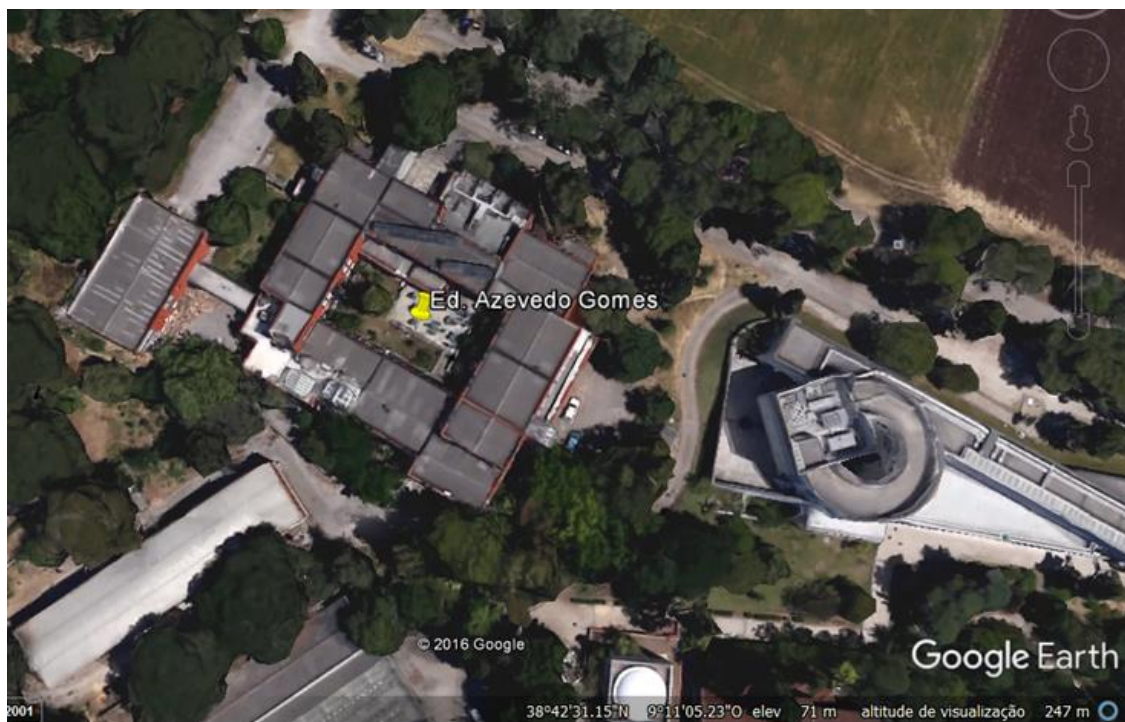


Figura 32-Identificação do local da futura instalação (Google Earth, 2016).

Apesar de a instalação do sistema PV ser dimensionada para o edifício Azevedo Gomes, a energia produzida não está restrita somente a este local. O transporte da energia proveniente da futura instalação e dos já instalados (Edifício Ferreira Lapa e Auditórios) vai ser feito pelos cinco PTs que estão distribuídos ao longo de toda a extensão da Tapada. Como foi mencionado, a energia do PV vem em BT e irá ser convertida pelo PT em MT para poder ser distribuída pelos outros quatro PTs. Ao chegar aos outros postos, irá converter novamente em BT para poder ser distribuída, tendo em conta as necessidades exigidas pelos diversos locais. Este processo de conversão e reconversão da energia produzida tem em vista a minimização das perdas durante o transporte. Existe ainda um posto de seccionamento (PS) que é o responsável pelo transporte da energia proveniente da rede pública.

Como será apresentado no capítulo seguinte, o ISA tem elevados consumos de energia nos seus diversos polos. As grandes faturas mensais a que a direção está sujeita, recomendam a necessidade de ampliar a instalação fotovoltaica já existente.

4.3. Unidades de Produção de Autoconsumo - Avaliação Inicial

Tratando-se o presente caso de estudo de uma unidade de produção de autoconsumo com ligação à rede, é necessário aferir os fatores condicionantes para a instalação do mesmo. As limitações identificadas são as seguintes:

- Área disponível nos telhados, orientação e ângulo de inclinação;
- Localização geográfica e fatores meteorológicos (temperatura, humidade, irradiação);
- Necessidades estéticas e logísticas do edifício;
- Disponibilidade financeira.

Foram igualmente definidas as seguintes tarefas para o projeto de dimensionamento:

- I. Determinação das necessidades e estimativa da potência a instalar;
- II. Seleção do módulo solar;
- III. Seleção do inversor compatível ou configuração com o módulo;
- IV. Estabelecer a configuração ótima entre módulo-inversor;
- V. Estimativa da energia produzida com base nos dados da radiação solar do local;
- VI. Considerar aspetos adicionais tais como proteções contra sobrecarga.

Foi utilizado para o dimensionamento do sistema, um algoritmo com base nas necessidades identificadas acima que está indicado na figura 33.

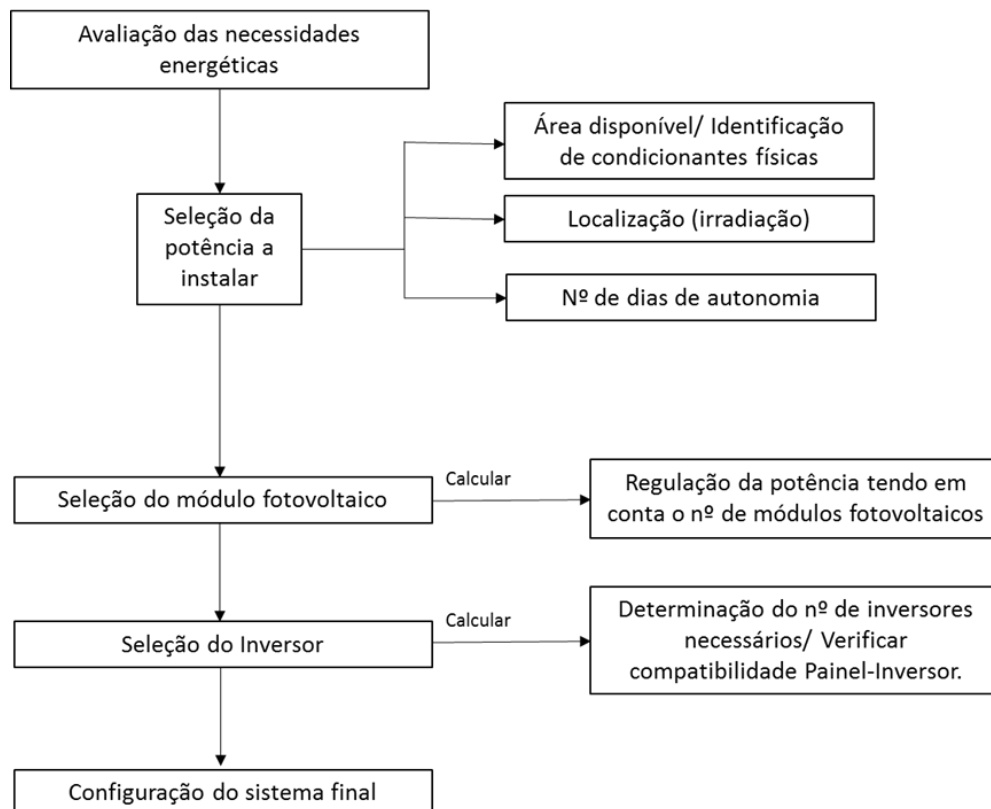


Figura 33- Algoritmo geral de um sistema com ligação à rede.

Seguidamente serão abordados de forma mais aprofundada cada um dos pontos enumerados no fluxograma aplicados ao caso de estudo.

4.3.1. Avaliação das necessidades energéticas

A determinação dos consumos energéticos é um dos pontos mais importantes na execução do trabalho de dimensionamento, pois define quais as necessidades de produção do futuro sistema PV. Ainda que não de uma forma totalmente “linear”, para este caso, assume-se que quando há grandes consumos, irá também haver grandes necessidades de produção de forma a “amortizar” as faturas energéticas mensais.

A rede do instituto é gerida pela EDP Distribuição e como tal, todas as informações a respeito dos consumos foram retiradas do *site* da mesma entidade. Toda a base de consumo elétrico foi recolhida e trabalhada, como será descrita seguidamente.

Para traçar a curva de funcionamento diário do ISA é essencial avaliar os diagramas de carga mensal ao longo de um ano. Estes diagramas indicam o consumo instantâneo hora a hora, ou de quinze em quinze minutos, ao longo de um mês. Com o

intuito de traçar um perfil o mais fidedigno com a realidade e, uma vez que está já instalado desde Setembro de 2016 um sistema PV no instituto, foram utilizados os dados de consumo entre o ano de 2016 (de Abril até Dezembro) e de 2017 (Janeiro a Março). Encontra-se disponível no anexo 1 parte dos dados de consumo utilizados.

Identificado o intervalo de dados disponíveis, definiu-se quais as variáveis que podiam afetar os valores de consumo e o seu respetivo peso ao longo de um ano comum (365 dias). As variáveis consideradas foram a estação do ano e o tipo de dia (útil ou não útil). Foi quantificado em valor percentual (%) o peso que cada uma das diferentes situações tem ao longo do ano. A tabela 6 resume de uma forma simples o que foi explicado anteriormente.

Tabela 6- Tabela de dupla entrada referente ao tipo de dia consoante a estação do ano.

	Nº de Dias Úteis	Peso num ano (%)	Dia Típico Considerado	Nº de Dia Não Úteis	Peso num ano (%)	Dia Típico Considerado
Primavera	61	17	04-05-2016	30	8	14-05-2016
Verão	65	18	03-08-2016	27	7	06-08-2016
Outono	61	17	04-11-2016	27	7	05-11-2016
Inverno	65	18	01-02-2017	29	8	19-02-2017
Total	252	70	----	113	30	----

Nota: De identificar que o ao se referir “ dias não úteis”, inclui-se os fins-de-semana e feriados.

Foi definido um dia “típico” para cada uma das diferentes situações e multiplicou-se os valores horários registados ao longo desse dia, pelo peso específico de cada uma das diferentes estações, tendo em conta as variáveis em que se enquadrava. Neste gráfico não é tido em conta eventuais falhas no sistema de contagem, uma vez que estes acontecimentos são vistos como “residuais” ao longo de um ano. Os resultados obtidos são apresentados no gráfico 3.



Gráfico 3-Curva de Funcionamento Diário ao longo de um ano.

O gráfico 3 permite concluir a gama de valores de consumo, assim como traçar um perfil horário ao longo do dia. Pode-se ainda afirmar que o perfil traçado enquadra-se com o de um perfil de produção de um sistema PV. As horas de maior consumo (das 12 às 16) vão de encontro a um perfil típico de produção, como foi apresentado na figura 5.2.1 do anexo 2 e, em nenhuma altura do dia, se verificam valores inferiores a 100 kW numa dada hora. Todos os dados utilizados para determinar a curva de perfil diário estão presentes no anexo 2.

Para se avaliar as oscilações de consumo ao longo do um ano é necessário verificar os valores mensais. Desta forma, é possível identificar meses “críticos” onde são verificadas maiores exigências de consumo. A metodologia utilizada para a quantificação mensal, consistiu no somatório dos valores horários num determinado mês. Foram considerados todos os meses, desde de março de 2015 até março de 2017.

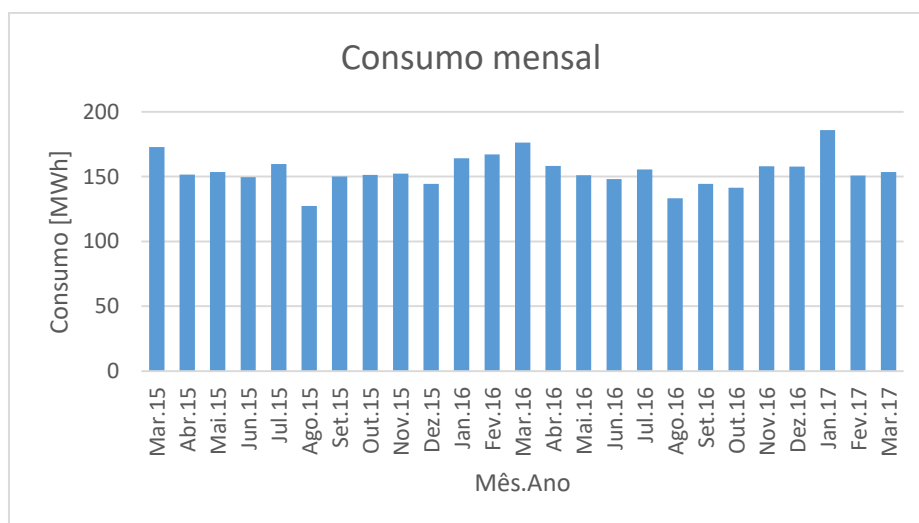


Gráfico 4- Consumo Mensal do ISA.

Numa análise genérica, verifica-se que tendo em conta os valores recolhidos, os consumos variam entre os 120 MWh e os 190 MWh num mês. Nos meses de Agosto dos diferentes anos, registam-se os menores valores de consumo mas durante o período de Janeiro a Março verificam-se os valores mais elevados. Tratando-se de uma instituição de ensino, era espectável que nos meses não letivos, os valores de consumo fossem necessariamente menores que nos restantes meses do ano, uma vez que não estão a decorrer aulas. Os meses de inverno requerem uma maior exigência pela utilização de aparelhos de aquecimento que aumentam, em muito, os consumos energéticos mensais. Para maior detalhe do gráfico acima, está disponível no anexo 2 o somatório dos valores reais recolhidos.

Seguindo o mesmo raciocínio, para avaliar a existência de dias da semana “atípicos” foi determinado o consumo médio semanal. Foi definido, uma semana típica (sem feriados) em cada uma das estações do ano, de modo a obter um resultado o mais equiparado à realidade. A metodologia utilizada consistiu no somatório de cada um dos dias da semana das diferentes estações e dividiu-se pelo número de estações. A equação 16 representa a metodologia explicada neste parágrafo.

$$\text{Consumo Médio Semanal } (x^a) = \frac{(\sum VT x^a)}{4} \quad (\text{equação 16})$$

Em que:

$\sum VT x^a$ representa o somatório dos valores típicos para o dia de semana x nas diferentes estações.

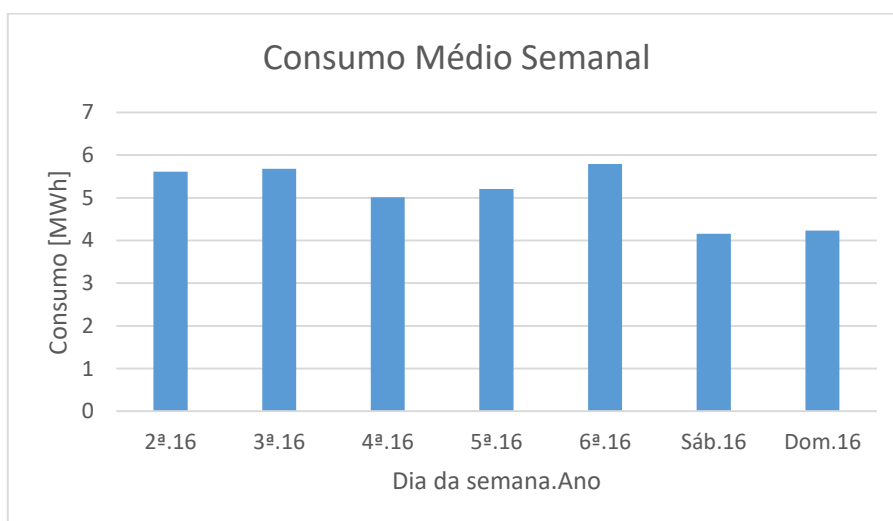


Gráfico 5- Perfil Semanal Médio.

Tal como era espectável, por se tratar de uma instalação que trabalha somente em dias úteis, os valores com maior peso para a fatura energética são os de segunda a sexta, não se destacando nenhum dia da semana de maior significância em comparação com os outros. A justificação para os valores referentes aos dias não úteis, devem-se a eventuais eventos que podem ocorrer no instituto assim como equipamentos que não podem ser desligados tais como frigoríficos, arcas congeladoras e sistemas de iluminação e rega. Os valores de consumo rondam os 5 MWh durante os dias de funcionamento e ao fim de semana um pouco acima dos 4 MWh. Está disponível no anexo 2 a tabela referente ao gráfico anterior.

Os gráficos apresentados permitem ter noção das necessidades energéticas que o ISA requer. O estudo de dimensionamento do sistema PV, irá ser realizado com base em todos os valores de consumo do ano de 2016, não tendo em conta valores médios apresentados nos gráficos anteriores, e com as respetivas tarifas do mesmo ano aplicadas ao Ciclo Semanal MT (ciclo utilizado pelo instituto). Reforça-se que o tipo de tarifa utilizada é adequada para a instalação de um sistema PV, uma vez que as horas de ponta coincidem com as horas de maior produção do sistema.

Segundo os dados recolhidos, foi contabilizado no ano de 2016 os valores de consumo para as diferentes tarifas apresentados na tabela 7.

Tabela 7-Análise de Tarifário (Programa criado por: Eng.º Paulo Silva, Energia Lateral).

	Consumo 2016		
	kWh *	Valor s/IVA	€/IVA
Ponta	311.679	0,1132 €	35.282 €
Cheias	943.937	0,1014 €	95.715 €
Vazio Normal	376.414	0,0714 €	26.876 €
Super Vazio	221.209	0,0637 €	14.091 €
Potência Horas Ponta		0,2263 €	26.265 €
Energia Vendida à Rede	-	-	- €
Imposto S/ Electric.	-	-	1.853 €
Total	1.853.239		200.082 €

* no caso de potência em horas de ponta a medida é horas e não kWh

4.3.2. Levantamento das condicionantes físicas

Na fase inicial do trabalho foram identificadas diversas condicionantes que limitam o dimensionamento do sistema. Algumas delas foram possíveis de serem contornadas mais tarde. São apresentadas seguidamente as limitações físicas identificadas:

- **Área disponível:** Uma vez que a instalação está restrita somente ao telhado do Edifício Azevedo Gomes, a produção irá estar severamente limitada pela área de implantação. Para além da já condicionada área de instalação existem uma série de necessidades ao nível do espaçamentos entre painéis e entre fileiras para que possa ser possível ao técnico, fazer a instalação e futuras manutenções corretamente. Outro grande problema que limita em muito a área disponível são as sombras geradas pelas diversas árvores localizadas na periferia do edifício. Esta é vista como a maior condicionante no dimensionamento;
- **Características do telhado:** O telhado é composto por placas de fibrocimento que contêm na sua composição 10% a 15% de fibra de amianto. O perigo desta substância reside essencialmente na possibilidade de inalação das suas fibras que podem alojar-se nos pulmões, permanecendo aí durante anos. A inalação prolongada pode causar graves danos para a saúde pública e como tal, para a instalação dos painéis devem ser removidas todas as placas e substituídas por novas com uma composição diferente (*Hightech*). Uma vez que a remoção destas placas não está prevista no plano de dimensionamento, o orçamento final não tem necessariamente de incluir a substituição do telhado. A remoção do fibrocimento está sujeita a um apertado conjunto de regras de segurança de saúde definidas no DL nº 101/2005 de 23 de Junho. Não será possível proceder à instalação dos painéis sem a substituição estar concluída;
- **Obstáculos dispersos pela área de implantação:** As platibandas que estão distribuídas ao longo do telhado são vistas como outro obstáculo pois impedem a construção de fileiras de painéis mais extensas. Existem também duas chaminés que condicionam a área disponível;
- **Diferentes orientações e inclinações da cobertura:** Foram encontradas diversas orientações na cobertura, o que dificultou em muito, o ajuste dos painéis com os inversores uma vez que o número de MPPTs por inversor é limitado.

Mais à frente, voltaremos a falar destas condicionantes e a forma como foram solucionadas ou reduzidas.

4.3.3. Dimensionamento

Este capítulo estará dividido pelas várias etapas requeridas ao longo da fase de dimensionamento. Em cada uma delas, serão apresentados os vários problemas encontrados assim como as respetivas soluções tomadas na resolução dos mesmos. O programa para o cálculo da produção elétrica foi o *PVsyst*.

Para simplificar toda esta etapa, dividiu-se o edifício Azevedo Gomes por diferentes zonas tendo em conta as correspondentes orientações e áreas dos vários edifícios, em relação ao Sul geográfico. Foram identificadas dez zonas tal como a figura 34 apresenta. Existem zonas da cobertura que não foram consideradas na implementação pois estão sombreadas durante todo ou grande parte do dia pelas árvores situadas na periferia, não revelando assim qualquer interesse na colocação dos painéis.



Figura 34-Numeração das zonas do Edifício Azevedo Gomes.

I. Sombreamento

Apesar de ser possível no *PVsyst* calcular o efeito de sombreamento dos objetos nos painéis, optou-se por determinar antes do dimensionamento, uma vez que o programa apresenta algum défice de exatidão nesse campo.

Seguindo a mesma linha de raciocínio utilizada para o cálculo do distanciamento entre painéis, abordado no capítulo 3.2.3.2 é também possível calcular o efeito de

sombreamento, com as devidas alterações, por parte das várias platibandas que estão distribuídas em toda cobertura de instalação.

A colocação ou não, de estruturas de elevação dos painéis devem ser equacionadas pois ao elevar-se o painel, irá reduzir-se a diferença de alturas entre os painéis e as platibandas. Irão ser apresentadas as áreas de sombreamento com e sem a estrutura de apoio de forma a apurar qual a melhor opção a adotar.

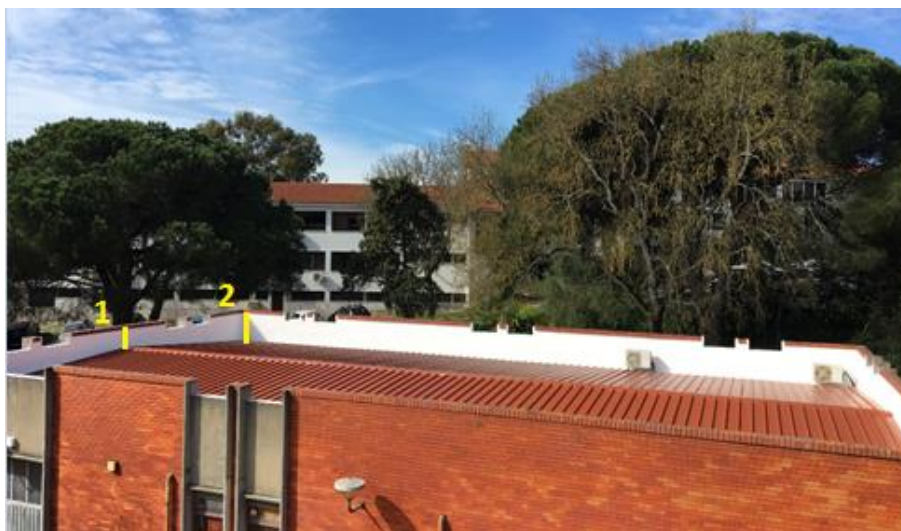


Figura 35-Altura das platibandas no "Armazém/ Zona 10".

Tal como é possível observar na fotografia acima, existe uma certa inclinação (5°) em algumas zonas da cobertura o que reflete uma assimetria de alturas variáveis entre a platibanda e o telhado. Determinou-se a diferença de alturas nos dois pontos identificados na fotografia onde:

- O ponto **1** corresponde à **menor** diferença de altura entre a cobertura e a platibanda;
- O ponto **2** corresponde à **maior** diferença de altura entre a cobertura e a platibanda.

A tabela seguinte, faz a distinção das várias zonas do edifício enumeradas na introdução deste capítulo, tendo em conta a inclinação e a diferença de alturas destacadas nos pontos 1 e 2. São indicadas as diferenças de altura para os dois pontos com e sem estrutura de apoio.

Tabela 8-Quadro resumo das diferenças de alturas entra a cobertura e a platibanda com e sem estrutura de apoio.

	Inclinação (º graus)	Ponto 1 (metros)		Ponto 2 (metros)	
		Sem estrutura elevatória	Com estrutura elevatória	Sem estrutura elevatória	Com estrutura elevatória
Zonas 1 a 4	5	0,20	0	0,60	0,40
Zona 5	0	0			
Zonas 6 a 10	5	0,20	0	0,60	0,40

Embora exija um custo acrescido no orçamento, a estrutura elevatória iria não só combater o sombreamento exercido pelas platibandas mas também permitiria a passagem de ar na parte traseira (arejamento natural) do painel prevenindo o sobreaquecimento e consequente redução da performance dos mesmos.

Seguindo o cálculo do distanciamento entre painéis referido no capítulo 3.2.3.2, foi determinado o “pior cenário possível” que ocorre no solstício de inverno para o hemisfério norte. Na simulação assumiu-se os seguintes valores:

- I. Latitude do Lugar da Instalação: Lisboa **38° 42'** ;
- II. Inclinação do objeto em relação à cobertura (β): **90°**;
- III. Declinação solar (h_0): Pior cenário possível **23°**;

Considerando os valores indicados na tabela 8, calculou-se as áreas de sombreamento onde foram obtidos os seguintes valores expressos na tabela 9. Acrescenta-se ainda a observação sobre a zona 4, em que esta não apresenta platibandas, e como tal, não gera sombreamento para a área de instalação.

Tabela 9-Análise da área de sombreamento com e sem estrutura elevatória.

Zonas	Área de instalação (m²)	Sombreamento com estrutura elevatória (m²)	Sombreamento sem estrutura elevatória (m²)	Diferença de áreas de sombreamento (m²)
1	57,35	14,25	22,19	7,94
2	83,38	17,43	26,02	8,59
3	45,13	17,81	26,64	8,83
4	45,60	0	0	0
5	134,30	42,45	63,54	21,08
6	33,25	14,37	24,93	10,56
7	93,10	17,1	25,4	8,31

8	93,30	19,69	30,28	10,58
9	60,42	13,89	21,76	7,87
10	255,65	46,46	70,32	23,86
TOTAL	901,48	203,46	311,08	107,63

O somatório das diferenças de áreas de sombreamento com e sem estrutura elevatória resultam num valor de área ocupada bastante considerável, quando comparada com a área disponível de instalação. Foi identificado desde o início do dimensionamento que a maior condicionante deste projeto era a área. Restringir ainda mais a mesma em cerca de um nono iria reduzir cerca de 65 painéis, sendo que cada um deles ocupa uma área de 1,65 m². Assumindo que a potência média de um painel PV para este tipo de instalação é de 275 Wp, a potência instalada na cobertura iria perder cerca de 17,88 kW.

Numa breve análise aos resultados obtidos, torna-se claro que a aposta em estruturas elevatórias é bastante rentável ao nível da potência instalada e consequentemente, a maximização da produção.

II. Orientação e Inclinação dos Painéis

Com o intuito de apresentar um resultado o mais fidedigno com a realidade atual, foram utilizados os dados meteorológicos disponíveis referentes a Lisboa, foi assim possível determinar a irradiância anual da localização geográfica do edifício em estudo, tal como mostra a figura 36.

The image shows a software dialog box titled "Geographical Location and Meteo". It contains two rows of input fields. The first row has "Country" set to "Portugal", "Site" set to "Lisboa", and "Meteonorm '97" with a dropdown arrow. To the right of these fields is a button with a folder icon and the text "Open". The second row has "Meteo File" set to "lisboa_syn.met" and a description field containing "Lisboa, Synthetic Hourly data". To the right of these fields is a button with a sun icon and the text "Open", followed by a small red question mark icon.

Figura 36-Definição dos dados meteorológicos de Lisboa.

Definida a base de trabalho do projeto, foram estudadas duas variáveis de importante relevância, tendo em vista à maximização da produção de eletricidade pelos painéis, mas também evitar ter períodos ao longo do dia em que a energia produzida é injetada diretamente na rede. Todas as hipóteses apresentadas foram retificadas pelos

responsáveis da empresa onde foi realizado o estágio. As variáveis que foram estudadas nesta fase foram:

- **Orientação do painel PV:** Para o caso de uma UPAC as dimensões dos painéis são aproximadamente 1 por 1,65 metros e podem estar dispostos segundo a orientação da cobertura (deitados) ou inversamente dispostos (de pé), em relação à orientação da cobertura.
- **Inclinação do painel:** Foram testados diferentes tipos de inclinações de forma a avaliar o impacto refletido na produção, assim como o distanciamento requerido entre painéis, devido ao sombreamento gerado. Os painéis podem acompanhar a inclinação da cobertura (chapados) ou adaptar uma nova inclinação, com a implementação das estruturas elevatórias.

Será um processo iterativo, uma vez que para cada implementação teórica criada, esta terá necessariamente que ser simulada, no sentido de aferir a sua produção anual. O facto de se colocar a disposição e inclinação “ideal” para este tipo de instalações, não supõe a maximização da produção, uma vez que estes mesmos fatores podem reduzir em muito o número de painéis a instalar pela área disponível.

Foram dimensionadas e simuladas, ao nível da produção, diversas hipóteses segundo as duas variáveis tendo em vista o melhor aproveitamento da área disponível. Aliado à simulação, foi também utilizado um documento *EXCEL* que permitiu fazer a análise económica do sistema, no sentido de tornar o projeto financeiramente viável para o cliente, indo de encontro a todas as restrições orçamentais expostas pelo mesmo. Foram sendo identificados os prós e contras que levaram ao ajuste das várias hipóteses e à criação de outras. Estão disponíveis no anexo 3, todas as hipóteses criadas durante esta etapa.

Após o estudo aprofundado das diversas hipóteses, concluiu-se que se deviam ajustar os painéis segundo a orientação cobertura, para todas as zonas com exceção da zona dez. A tabela seguinte expõe as devidas justificações para as opções tomadas.

Tabela 10-Ajuste dos painéis face à orientação da cobertura.

Zonas	Orientação	Justificação
1,2,3,4,5,6,7,8,9	Segundo orientação da cobertura.	1.Aproveitamento do espaço: Permite a instalação de mais painéis, assim como contornar sombreamentos e obstáculos dispostos.
		2.Redução do número de carris: São necessários apenas três carris a cada duas fileiras.
		3. Instalação mais simples e segura: Ao seguir a esta, vai permitir uma fixação mais fácil e segura.
10	Contra a orientação da cobertura.	1.Aproveitamento do espaço: Estabelecendo as distâncias necessárias, foi possível adicionar mais duas fileiras em cada lado da cobertura.

Quanto à inclinação adotada para as diferentes zonas de instalação, as opções foram as seguintes:

Tabela 11-Ajuste dos painéis face à orientação da cobertura.

Zonas	Inclinação	Justificação
1,2,3,4,6,7,8,9,10	Seguindo a inclinação da cobertura (5°)	1.Aproveitamento do espaço: Menor inclinação, gera menor sombra.
		2.Acompanha a inclinação da cobertura
5	Inclinação ideal para a maximização da produção anual (30°)	1.Maximização da produção: Apesar de condicionar em parte a zona 4, potencia-se de forma considerável a produção anual, não afetando as áreas de instalação adjacentes.

De acordo com as opções identificadas nas tabelas anteriores, o resultado final é o seguinte dimensionamento.



Figura 37-Instalação final proposta.

O projeto apresenta 306 painéis por toda a sua área que, traduzida em potência instalada, pode variar entre os 81 kW e os 86 kW de acordo com os valores típicos da potência de cada painel. O ponto que se segue é precisamente a escolha dos módulos PV.

III. Seleção dos módulos fotovoltaicos

A escolha do módulo indicado parte muito das exigências de energia que o cliente tem, mas também da experiência do engenheiro responsável pelo projeto, nomeadamente ao nível da escolha da marca ideal. Obviamente que as características de cada marca fazem variar o preço mas, em geral, para igual área de painel, quanto maior for a potência, maior será o seu custo.

Tal como referido, para uma instalação UPAC o tipo de painel mais indicado ocupa uma área de $1,65 \text{ m}^2$ e podem ter uma potência de instalação entre os 265 Wp e 280 Wp. Abaixo destes valores de potência, a produção já seria significativamente pequena face às necessidades e acima de 280 Wp as dimensões dos painéis seriam diferentes e com fatores de perda muito grandes para uma UPAC. A diferença ao nível da potência instalada entre os dois valores referidos é de 5 kW.

O pré-dimensionamento pode ser estimado através da potência instalada que foi estimada, tal como indica a figura 38, ou através da área disponível. Uma vez que é difícil estimar com exatidão a área disponível, optou-se por se utilizar o método da

potência instalada. A figura seguinte é referente à zona 10, o armazém do edifício Azevedo Gomes.

Sub-field #1, 5°/118° | Sub-field #2, 5°/-62° | Mixed subfield |

Presizing Help

☐ No Sizing Enter planned power ☒ 8.4 kWp, ... or available area ☐ 48 m²

Select the PV module

Sort modules ☒ Power ☐ Technology ☐ Manufacturer All modules

280 Wp 27V Si-poly REC 280TP / TP-BLK REC Manufacturer 20° Open

Approx. needed modules 30 Sizing voltages : Vmpp (60°C) 27.2 V Voc (-10°C) 40.1 V

Figura 38-Escolha do módulo PV para a zona 10 (PVsyst).

A escolha deste módulo “REC280TP/ TP-BLK” tem essencialmente a ver com a sua eficiência e com o coeficiente de temperatura. Uma vez que o projeto situa-se numa zona de grande insolação, o fator temperatura tem um peso considerável nas perdas do sistema. Assim, é importante escolher um módulo que apresente um bom coeficiente de temperatura, o que corresponde a dizer que a sua produção não é fortemente influenciada pela temperatura do painel. Ao aplicar-se para o mesmo caso um painel de igual potência mas de diferente marca, é possível observar diferentes valores de tensão. A figura 39 apresenta valores de tensão mais elevados do que na figura 38 quando estes são sujeitos a temperaturas idênticas.

Sub-field #1, 5°/118° | Sub-field #2, 5°/-62° | Mixed subfield |

Presizing Help

☐ No Sizing Enter planned power ☒ 8.4 kWp, ... or available area ☐ 59 m²

Select the PV module

Sort modules ☒ Power ☐ Technology ☐ Manufacturer All modules

280 Wp 30V Si-poly Blue 270/11(280) Solon Energy Manufacturer 20° Open

Approx. needed modules 30 Sizing voltages : Vmpp (60°C) 30.0 V Voc (-10°C) 49.2 V

Figura 39-Módulo PV alternativo (PVsyst).

O fator de eficiência é igualmente importante pois, tal como se referiu por diversas vezes, uma das grandes limitações deste projeto é a área disponível e a eficiência de um módulo é dada em função da área. Ou seja, quando se fala de um módulo com 16% de eficiência, valor apresentado para os REC, corresponde a dizer um m² desse módulo, nas condições de teste 1000 W/m² e 25°C de temperatura ambiente, a sua produção instantânea é de 160 W. Apesar de estar só representado a zona dez, este módulo foi aplicado para as restantes zonas, uma vez que é aconselhável utilizar

o mesmo, de modo a evitar grandes variações de tensão. Os resultados satisfatórios verificados em outros projetos vieram reforçar a escolha deste modelo.

IV. Seleção do inversor

A escolha do inversor adequado deve corresponder às necessidades da potência instalada, mas também da disposição de cada painel (orientação e inclinação). Não é possível que o inversor receba no mesmo MPPT a produção instantânea de painéis com orientações ou inclinações diferentes. De forma tirar o máximo de rendimento do inversor, é desejável adaptar as diferentes orientações e inclinações de acordo com o número de MPPTs. Para que o inversor esteja equilibrado ao nível da tensão é necessário que todos os MPPTs estejam a ser utilizados. Em projetos onde se registre apenas uma única orientação e inclinação, não é necessário a utilização dos MPPTs.

Tal como está indicado na figura 38, para a zona dez existem três disposições diferentes que são:

Tabela 12-Descrição das orientações da zona 10.

Zonas	Orientação (°)	Inclinação (°)	Número de painéis; Localização
1	118	5	30 Painéis; Extremidade direita da cobertura
2	-62	5	30 Painéis; Extremidade esquerda da cobertura
3	Mista	5	28 Painéis; No centro da cobertura

Os atuais inversores têm, dependendo da marca, a capacidade de estar em funcionamento 30% acima das suas capacidades de modo a não se desligarem quando exista um pico de corrente. Isto quer dizer que um inversor de 20 kW tem a capacidade de estar em funcionamento para uma potência instalada de 26 kW.

Tendo o inversor de 20 kW capacidade para suportar os 24,64 kW instalados e, tendo disponível 3 MPPTs, utilizou-se os mesmos para ligar as diferentes zonas da cobertura 10. Pelo fato de já existirem outro sistema PV instalado no ISA, é conveniente que todos os inversores comuniquem uns com os outros e daí optou-se pela marca “Kostal” que é a mesma que é utilizada no outro sistema.

Select the inverter

Sort inverters by: ☒ Power ☐ Voltage (max) ☐ Manufacturer All inverters

20 kW 345 - 800 V 50 Hz PIKO 20 Kostal

Nb of MPPT inputs ☐ Operating Voltage: **345-800 V** Global Inverter's power **6.7 kWac**

☒ **Use multi-MPPT feature** Input maximum voltage: **1000 V** **Inverter with 3 MPPT**

Figura 40-Escolha do inversor (PVsyst).

Foram então criadas para este exemplo duas séries em paralelo, de quinze painéis. Ao estarem em paralelo, os painéis têm apenas um único valor de tensão e este, como foi referido, tem de ser inferior à tensão do inversor para que ambos estejam equilibrados. Na figura 41 é possível identificar que o inversor está a trabalhar a 26% acima da sua capacidade o que implica num fator de perda por sobrecarga, embora este seja pouco significativo. Ao nível da tensão elétrica os valores estão estáveis como é desejável. Também é identificado a corrente elétrica nas condições de teste (STC).

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series should be between 13 and 24

Nbre strings only possibility 2

Overload loss **0.3 %**

Pnom ratio **1.26**

Nb. modules **30** **Area** **48 m²**

Operating conditions

Vmpp (60°C) 407 V

Vmpp (20°C) 483 V

Voc (-10°C) 602 V

Plane irradiance **1000 W/m²** ☐ Max. in data ☒ STC

Imp (STC) 17.9 A Max. operating power **7.6 kW**

Isc (STC) 19.1 A at 1000 W/m² and 50°C

Isc (at STC) 18.8 A **Array nom. Power (STC) 8.4 kWp**

The inverter power is slightly undersized.

Figura 41-Determinação do número de módulos e respetivas condições de funcionamento (PVsyst).

V. Configuração do sistema final.

Após a escolha do inversor, foi possível simular a produção anual da zona dez. Parte do resultado final está disponível na figura 25, onde não só são referidas todas as perdas do sistema, como também é evidenciado, a energia injetada no ISA. Para além do somatório da produção ao fim de um ano, o programa disponibiliza um documento EXCEL onde é descrito a produção, hora a hora para o mesmo ano.

Foi utilizada a mesma abordagem metódica, com os devidos ajustes das variáveis e mantendo as mesmas precauções, para as diferentes zonas do sistema. Está disponível no anexo 4 um quadro resumo que identifica as diversas variáveis assim como a produção elétrica ao fim de 1 e de 25 anos. Obviamente, que o valor indicado na produção ao fim de 25 anos não é real uma vez que não é tido em consideração

eventuais alterações as nível meteorológico, falhas ou diminuição da eficiência do sistema.

A tabela 13 é derivada da tabela que está disponível no anexo 4. Contabiliza-se uma produção global de 127,07 MWh ao fim de um ano para 306 painéis instalados.

Tabela 13-Quadro resumo da instalação PV.

Zonas	Nº de Painéis	Produção (kWp)	Inversores	Capacidade do Inversor (kW)	Produção Anual (MWh)	Produção a 25 anos (MWh)
1,2,7,8,9	72	20,16	2 Inversores Kostal de 15 kW	39	59,9	1497,5
	72	20,16				
3,4,5,6	34	9,52	2 Inversores Kostal de 10 kW	26	32,07	801,75
	40	11,20				
10	30	8,40	1 Inversor Kostal de 20 (ligação aos 3 MPPTs)	26	35,10	877,5
	30	8,40				
	28	7,84				
TOTAL	306	85,68	5 Inversores Kostal com potência total de 70 kW	91	127,07	3 176,75

Obviamente que os projetos criados pela empresa têm de ser financeiramente sustentáveis, para que possam ser postos em prática, mas também para a própria empresa. Embora não possam ser disponibilizadas informações ao nível de orçamentos, foram gentilmente disponibilizados alguns gráficos e tabelas resumo com os quais nos guiamos ao longo do estágio. Seguidamente será apresentado um conjunto de gráficos e tabelas que resumem de forma sucinta o projeto, assim como as suas poupanças associadas.



Figura 42-Evolução da produção mensal (Programa criado por: Eng.º Paulo Silva, Energia Lateral).

Ao nível da produção, tal como está representado no gráfico da figura acima, verifica-se que para os meses de verão valores aproximados entre os 11 500 kWh e os 16 000 kWh e para os meses de inverno entre os 4 000 kWh e 10 500 kWh.

Ao comparar-se o perfil de produção com o de consumo, obtém-se o seguinte gráfico da figura 43:

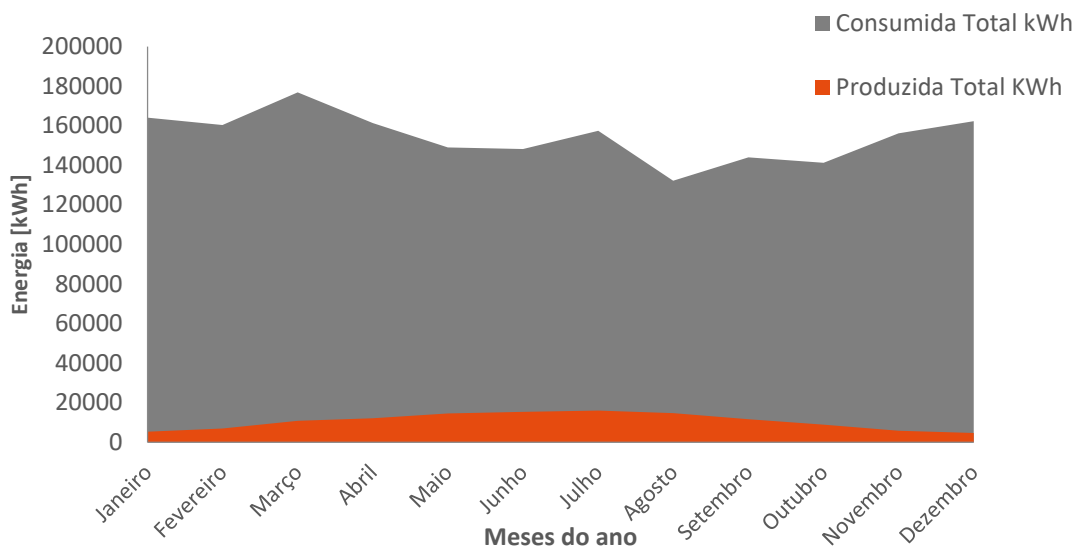


Figura 43-Energia Produzida vs Consumida, mensal (Programa criado por: Eng.º Paulo Silva, Energia Lateral).

Pela observação do gráfico da figura 43 percebe-se claramente que o sistema não será suficiente para colmatar todas as necessidades atuais do ISA. Contudo, será possível amortizar cerca de 7% de todo o consumo anual. Destaca-se o mês de agosto, período não letivo, que apresenta uma amortização de 11% na fatura elétrica. Estão disponíveis os valores referentes aos outros meses na tabela 5.5.1 do anexo 5.

Foi também possível determinar a poupança ao nível das diferentes tarifas aplicadas ao longo dos dias no ano de 2016 como está representado na tabela 14. As tarifas que registaram a maior poupança foram as em “Cheias”, “Ponta” e “Vazio Normal”. Por serem as que são aplicadas durante o horário laboral, pelo preço mais elevado e por coincidir com o período de produção do sistema, são obviamente as que vão verificar maior poupança. No anexo 5 a tabela 5.5.2 que descrimina as tarifas aplicadas para cada dia da semana segundo o Ciclo Semanal MT. No mesmo anexo, está também o gráfico 5.5.1 que descrimina a poupança das diferentes tarifas, a nível percentual.

Tabela 14-Valorização do Consumo e de Produção do Sistema PV (Programa criado por: Eng.º Paulo Silva, Energia Lateral).

	Consumo 2016		Poupança Produção FV	
	kWh *	€/IVA	kWh *	€/IVA
Ponta	311.679	35.282 €	27.827	3.150 €
Cheias	943.937	95.715 €	71.858	7.286 €
Vazio Normal	376.414	26.876 €	27.363	1.954 €
Super Vazio	221.209	14.091 €	38	2 €
Potência Horas Ponta		26.265 €		2.714 €
Energia Vendida à Rede	-	- €	31	1 €
Imposto S/ Electric.	-	1.853 €	-	127 €
Total	1.853.239	200.082 €	127.117	15.234 €

* no caso de potência em horas de ponta a medida é horas e não kWh

Por último, após a contabilização de todo o material e respetivo custo do mesmo, determinou-se o período de retorno do investimento, que será de 8 anos. Contabilizando o investimento inicial e a rentabilidade económica ao fim de 25 anos, conclui-se que a taxa interna de rentabilidade (TIR) é na ordem dos 12% para igual número de anos. A tabela 15 indica vários pontos já referidos, assim como algumas variáveis financeiras importantes para o cliente.

Tabela 15-Quadro resumo do Sistema PV (Programa criado por: Eng.º Paulo Silva, Energia Lateral).

E LATERAL		
Potência Instalada Solar FV	86	kWp
Potência Inversores/ Ligação	70	kW
Área fotovoltaico	556	m2
Produção anual	127	MWh
Consumo anual	1.853	MWh
Valorização da poupança anual	15.234 €	€
Custo actual anual	201.785 €	€
Produção anual % consumo	7%	%
% Produção Injectada na Rede	0,0%	%
Investimento s/IVA	121.418 €	€
Período de retorno do investimento	8,0	anos
TIR (25 anos)	12%	

4.4 Conclusões e Considerações finais

Com o forte incentivo político ao nível da legislação, que promove o investimento em sistemas e equipamentos que “protegem” o ambiente, principalmente na área dos fotovoltaicos, e com os novos avanços tecnológicos registados nos últimos anos na mesma vertente, tem-se vindo a tornar cada vez mais vantajoso tanto para entidades públicas como privadas, a aposta nestes aparelhos de modo a amortizar também a crescente necessidade de energia que o mundo atual exige.

A utilização de sistemas PV permite também o acesso à eletricidade em zonas remotas, em aplicações de comunicações terrestres e espaciais, entre muitas outras. As suas vantagens são inúmeras, desde a utilização de um recurso abundante, limpo, gratuito e inesgotável, até à reduzida necessidade de manutenção, facilidade de instalação, adaptabilidade às necessidades da cobertura ou terreno, etc.

Porém, o rendimento de um sistema fotovoltaico depende não só da eficiência do elemento gerador, mas também do desempenho dos seus elementos constituintes (baterias, rede elétrica, dispositivos de inversores e equipamento de controlo associado) e de toda a sua interação. Também os fatores ambientais, como a temperatura e a irradiância, influenciam diretamente o potencial da energia produzida.

Todas estas variáveis introduzem um elevado nível de complexidade no cálculo do desempenho dos sistemas PV, mas são fundamentais para selecionar a configuração ótima e com a maior viabilidade técnico-financeira.

Com todo o conhecimento adquirido antes, durante e após o estágio realizado, foi possível dimensionar um sistema funcional, equilibrado, eficiente e financeiramente viável para o cliente, mesmo com as limitações encontradas ao longo de todo o projeto. Perceber quais as melhores opções para cada uma das várias etapas de dimensionamento foi um desafio que, no final, foi superado com sucesso e acima de tudo, uma enorme aprendizagem.

Assim, tal como foi evidenciado no capítulo anterior, sugere-se que este tipo de sistema seja aplicado para outros pontos do instituto, de forma a amortizar ainda mais a fatura energética mensal. Existem outras coberturas adequadas para a instalação deste tipo de projetos que, com a devida adaptação das condicionantes do terreno, podem surtir uma significativa produção elétrica.

Para além do recurso a soluções tecnológicas, seria interessante e uma mais-valia para o ISA se fosse testado e adaptado para os vários laboratórios e salas de aulas, locais que exigem maior necessidade de energia ao longo do dia, normas de

“boas práticas” para os utilizadores dos espaços. Medidas como utilizar tomadas inteligentes, definir horários “ideais” para deixar os equipamentos de laboratório em funcionamento, ativar modos de “poupança” para alguns aparelhos, são algumas das muitas medidas que podem ser adotadas.

Uma exposição destes projetos de sucesso dentro do Instituto pode ser uma forma de incentivar tanto docentes como discentes a aprofundarem mais esta área dos PV e aplicarem-na nas suas atividades e projetos com que se deparam. A área agrícola tem também ela enormes exigências energéticas, nomeadamente ao nível de sistemas de rega e transporte e, por conseguinte, a instalação de pequenos sistemas autónomos pode ser rentável a curto, médio e longo prazo.

Capítulo 5- Bibliografia

- Assunção, H. D. (2014). *Dissertação-Degradação De Módulos Fotovoltaicos de Silício Cristalino Instalados no DEE-UFC*. Obtido de <http://www.dee.ufc.br/anexos/TCCs/2014.1/H%C3%89LIO%20DELGADO%20ASSUN%C3%87%C3%83O.pdf> ; Consultado a: 10 de Março de 2017.
- Carneiro, J. (2010). *Dissertação: Eletromagnetismo B Semicondutores- Modelo Matemático da Célula Fotovoltaica*. ; Consultado a: 25 de Fevereiro de 2017.
- Ciência Viva. (2005). *Conversão Fotovoltaica da Energia Solar*. Obtido de <http://www.cienciaviva.pt/rede/energia/himalaya2005/home/guia4.pdf> ; Consultado a: 10 de Fevereiro de 2017.
- Comissão Europeia. (2012). *Solar radiation and photovoltaic electricity potential* . Obtido de <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eur.htm> ; Consultado a: 5 de Janeiro de 2017.
- Comissão Europeia. (2015). *Objectivos da estratégia Europa 2020*. Obtido de Europa 2020: <http://ec.europa.eu/europa2020/> ; Consultado a: 5 de Janeiro de 2017
- Energia Lateral. (2014). Obtido de <http://www.energialateral.pt/empresa.html> ; Consultado a: 20 de Fevereiro de 2017
- Energia, M. d. (1981). *Decreto-Lei 20/81-Série I-Estabelece medidas com vista a incentivar a auto produção de energia eléctrica*. ; Consultado a: 8 de Abril de 2017.
- Energia, M. d. (1988). *DL n.º 123/1988, Série I de 1988-05-27*. Obtido de https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/374244/details/normal?p_p_auth=6FUNe98s ; Consultado a: 8 de Abril de 2017.
- Energia, M. d. (2014). *Diário da República n.º 202/2014, Série I de 2014-10-20*. Obtido de https://dre.pt/home/-/dre/58406974/details/maximized?p_auth=VYW3zExZ ; Consultado a: 8 de Abril de 2017.
- Energia, M. d. (2015). *Portaria n.º 14/2015*. Obtido de https://dre.pt/home/-/dre/66321164/details/maximized?p_auth=nBvty0tY ; Consultado a: 9 de Abril de 2017.
- Energia, M. d. (2015). *Portaria n.º 15/2015*. Obtido de https://dre.pt/home/-/dre/66321165/details/maximized?p_auth=Yt1Nndte ; Consultado a: 9 de Abril de 2017.
- Energia, M. d. (2015). *Portaria n.º 60-E/2015*. Obtido de <https://dre.pt/pesquisa/-/search/66646047/details/maximized?jp=true> ; Consultado a: 8 de Abril de 2017.
- Energia, M. d. (81). *Decreto-Lei nº 20/81, de 28 de Janeiro*. Obtido de <http://publicos.pt/documento/id389979/decreto-lei-20/81> ; Consultado a: 8 de Abril de 2017.
- ERSE. (2016). *Ciclo semanal opcional para os consumidores em MAT, AT e MT em Portugal Continental* . Obtido de

- <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/Ciclopci-onalosconsumidoresMATATMT.aspx> ; Consultado a: 13 de Junho de 2017.
- Fialho, L., Melicio, R., Mendes, V., Figueiredo, J., & Collares-Pereira, M. (2014). *Effect of Shading on Series Solar Modules: Simulation and Experimental Results*. Elsevier. ; Consultado a: 11 de Março de 2017.
- Freitas, S. (2008). Dimensionamento de sistema fotovoltaicos. ; Consultado a: 26 de Fevereiro de 2017.
- Hightech. (s.d.). *Fibrocimento*. Obtido de http://www.hightech-airer.pt/remocao-de-fibrocimento/?gclid=EAlaQobChMI89Dv2riu1AIVFijTCh2xSwtkEAAAYAAAEglEzPD_BwE ; Consultado a: 20 de Abril de 2017.
- Inovação, M. d. (2007). *Diário da República n.º 105/2007, Série I de 2007-05-31*. Obtido de https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/638769/details/maximized?print_preview=print-preview ; Consultado a: 4 de Abril de 2017.
- Instituto Superior Técnico. (2004). *Breve história da energia solar*. Obtido de <http://web.ist.utl.pt/palmira/solar.html> ; Consultado a:
- Instituto Superior Técnico. (2004). *Energia Fotovoltaica- Manual sobre tecnologias, projecto e Instalação – Volume técnico no âmbito do projeto financiado pela comissão europeia programa ALTENER*. ; Consultado a: 20 de Fevereiro de 2017.
- Jornal "Observador". (2017). *Portugal consumiu 27% de energia de fontes renováveis em 2015*. Obtido de <http://observador.pt/2017/02/01/portugal-consumiu-27-de-energia-de-fontes-renovaveis-em-2015/> ; Consultado a: 5 de Janeiro de 2017
- Jornal "Público". (2008). *Maior central solar do mundo inicia produção em Março*. Obtido de <https://www.publico.pt/2008/02/20/economia/noticia/maior-central-solar-do-mundo-inicia-producao-em-marco-1320232> ; Consultado a: 5 de Janeiro de 2017
- Lima, C., Almada, J., Leão, R., Rêgo, M. O., Neto, A. S., & Segundo, F. O. (s.d.). *Sistema de Gerenciamento de Planta Virtual de Geração*. Obtido de <http://www.ebah.com.br/content/ABAAABSuoAE/sbse2010-gds-1> ; Consultado a: 15 de Abril de 2017.
- Madeira, E. d. (2 de 4 de 2015). *Postos de Transformação*. Obtido de <https://www.eem.pt/pt/conteudo/sistema-el%C3%A9trico/distribui%C3%A7%C3%A3o/postos-de-transforma%C3%A7%C3%A3o/> ; Consultado a: 2 de Março de 2017.
- Martins, N. L. (2007). *Sistema integrado de produção de armazenamento de energia a partir de fontes renováveis*. ; Consultado a: 28 de Fevereiro de 2017.
- Mewes, D., Monsalve, P., Gustafsson, I., Hasan, B., Palén, J., Nakakido, R., . . . Österlund, B. (2017). *Evaluation Methods for Photovoltaic Installations on Existing*. Estocolmo: Elsevier. ; Consultado a: 8 de Junho de 2017.
- Neosolar.(2017).INVERTOR GRID TIE. Obtido de <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/inversor-grid-tie/> ; Consultado a: 8 de Junho de 2017.

- Oliveira, L. d. (2016). *Dissertação- Conversor CC-CC Bidirecional Buck-Boost Atuando como Controlador de Carga de Baterias em um Sistema Fotovoltaico*. Obtido de http://www.monografias.ufop.br/bitstream/35400000/220/8/MONOGRAFIA_Conversor%20cc_cc%20Bidirecional.pdf ; Consultado a: 26 de Fevereiro de 2017.
- Oliveira, M., & Alexandre, F. (2010). *Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica*. Publindústria. ; Consultado a: 26 de Fevereiro de 2017.
- Patrício, O. G. (2014). *UC de Energia e Ambiente-Energia Solar Fotovoltaica.*, (pp. 1-14); Consultado a: 20 de Dezembro de 2016.
- Pinto, F. (2015). *Regime Jurídico das Unidades de Produção (UP) Distribuída*. Obtido de http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier_artigo/20151120_filipepinto_7615808675660254a2675c.pdf ; Consultado a: 4 de Abril de 2017.
- Portal das Energia Renováveis. (2009). *Solar*. Obtido de http://energiasrenovaveis.com/DetalheConceitos.asp?ID_conteudo=48&ID_area=8&ID_sub_area=27 ; Consultado a: 10 de Janeiro de 2017.
- Rosemback, R. H. (2004). *Conversor CC-CC Bidirecional Buck-Boost-Atuando como Controlador de Carga de*. Obtido de <http://www.ufjf.br/ppee/files/2008/12/211038.pdf> ; Consultado a: 28 de Fevereiro de 2017.
- Saúde, S. N. (2016). *Amianto*. Obtido de <https://www.dgs.pt/paginas-de-sistema/saude-de-a-a-z/amianto.aspx> ; Consultado a: 5 de Abril de 2017.
- Silva, M. (2015). *Variação anual do ângulo de incidência dos raios solares, 3pp*. Obtido de <https://de.slideshare.net/mariasilva3851/power-point-variao-da-temperatura> ; Consultado a: 30 de Janeiro de 2017.
- Sinha, S., & Chandel, S. (2017). *Improving the reliability of photovoltaic-based hybrid power system*. Índia: Elsevier. ; Consultado a: 12 de Março de 2017.
- Sousa, F. A., & Oliveira, M. Â. (2010). *Em Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica* (p. 24). PUBLINDÚSTRIA. ; Consultado a: 15 de Janeiro de 2017.

ANEXOS

ANEXO 1

Base de dados do consumo elétrico

Fonte de Recolha: EDP Distribuição

(Excerto dos dados utilizados)

Dia-Mês-Ano Hora	kWh
01-01-2016 00:00	133,75
01-01-2016 01:00	128,75
01-01-2016 02:00	126
01-01-2016 03:00	124,75
01-01-2016 04:00	126,5
01-01-2016 05:00	126,75
01-01-2016 06:00	125,75
01-01-2016 07:00	123,25
01-01-2016 08:00	127,75
01-01-2016 09:00	135
01-01-2016 10:00	126,25
01-01-2016 11:00	128
01-01-2016 12:00	128,5
01-01-2016 13:00	126,25
01-01-2016 14:00	129,75
01-01-2016 15:00	130
01-01-2016 16:00	132,25
01-01-2016 17:00	127,75
01-01-2016 18:00	135,5
01-01-2016 19:00	140,75
01-01-2016 20:00	133
01-01-2016 21:00	130
01-01-2016 22:00	131
01-01-2016 23:00	128,25
02-01-2016 00:00	127,5
02-01-2016 01:00	123,75
02-01-2016 02:00	122,25
02-01-2016 03:00	121
02-01-2016 04:00	120,75
02-01-2016 05:00	122,5
02-01-2016 06:00	123,25
02-01-2016 07:00	127,75
02-01-2016 08:00	122

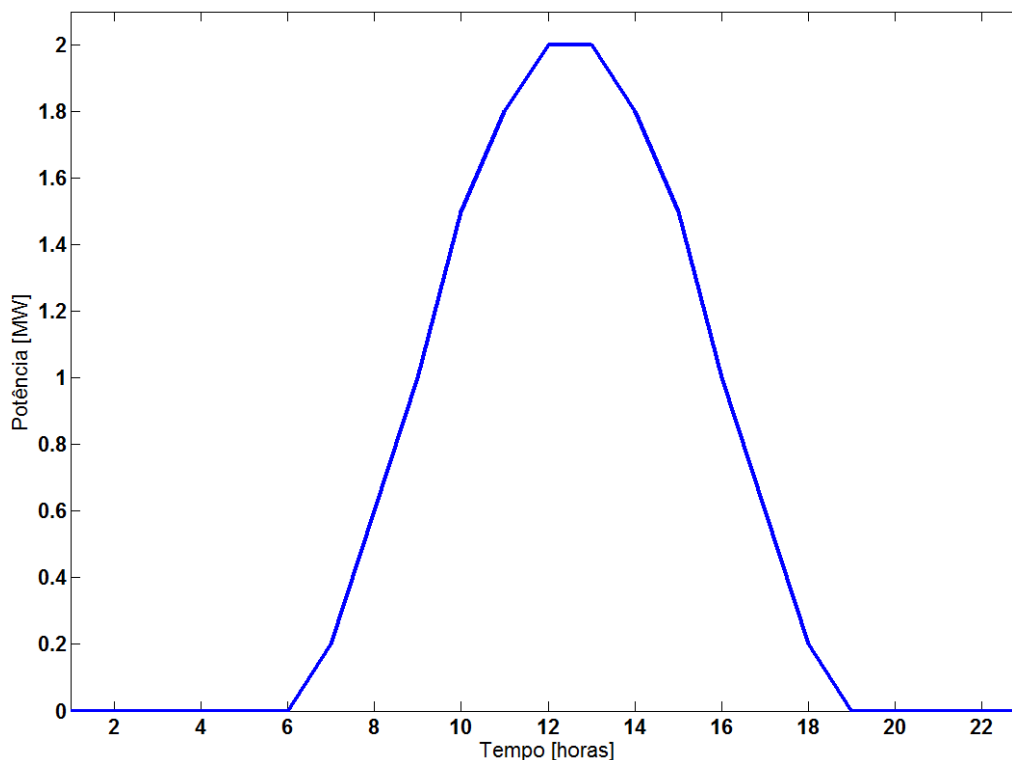
Dia-Mês-Ano Hora	kWh
30-12-2016 16:00	234,25
30-12-2016 17:00	218,5
30-12-2016 18:00	203,25
30-12-2016 19:00	192,75
30-12-2016 20:00	175
30-12-2016 21:00	161,75
30-12-2016 22:00	151
30-12-2016 23:00	151,5
31-12-2016 00:00	146
31-12-2016 01:00	140,75
31-12-2016 02:00	142
31-12-2016 03:00	143
31-12-2016 04:00	142,25
31-12-2016 05:00	141
31-12-2016 06:00	142,75
31-12-2016 07:00	144,75
31-12-2016 08:00	142,5
31-12-2016 09:00	141,5
31-12-2016 10:00	132,75
31-12-2016 11:00	120,25
31-12-2016 12:00	112,25
31-12-2016 13:00	107,5
31-12-2016 14:00	108,75
31-12-2016 15:00	111,5
31-12-2016 16:00	124,25
31-12-2016 17:00	139
31-12-2016 18:00	153,75
31-12-2016 19:00	157,25
31-12-2016 20:00	157,75
31-12-2016 21:00	150
31-12-2016 22:00	142,75
31-12-2016 23:00	137,75

ANEXO 2

Perfil de típico de produção de um sistema PV; Base de dados para determinação das curvas de consumo

Figura 5.2.1- Perfil de produção típico de um sistema PV.

Fonte: (Lima, et al., s.d.)



Dados para determinar a curva de perfil diário.

	nº de Dias Úteis	Peso em %	nº de Dia Não Úteis	Peso em %
Primavera	61	0,17	30	0,08
Verão	65	0,18	27	0,07
Outono	61	0,17	27	0,07
Inverno	65	0,18	29	0,08

	Dia útil típico	Nº do dia	Dia n/útil típico	Nº do dia
Primavera	4 de Maio de 2016	30,5	14 de Maio de 2016	15
Verão	3 de Agosto de 2016	32,5	6 de Agosto de 2016	13,5
Outono	4 de Novembro de 2016	30,5	5 de Novembro de 2016	13,5
Inverno	1 de Fevereiro de 2017	32,5	19 de Fevereiro de 2017	14,5

	Dia útil	Valores (kWh)	Valor*%
Primavera	04-05-2016 00:00	162	27,07
	04-05-2016 01:00	157,25	26,28
	04-05-2016 02:00	147	24,57
	04-05-2016 03:00	144,5	24,15
	04-05-2016 04:00	143,25	23,94
	04-05-2016 05:00	144	24,07
	04-05-2016 06:00	143	23,90
	04-05-2016 07:00	154,75	25,86
	04-05-2016 08:00	173,75	29,04
	04-05-2016 09:00	276,5	46,21
	04-05-2016 10:00	327,75	54,77
	04-05-2016 11:00	346,5	57,91
	04-05-2016 12:00	357,25	59,70
	04-05-2016 13:00	349,75	58,45
	04-05-2016 14:00	344	57,49
	04-05-2016 15:00	336,25	56,20
	04-05-2016 16:00	321,5	53,73
	04-05-2016 17:00	292	48,80
	04-05-2016 18:00	259,75	43,41
	04-05-2016 19:00	233	38,94
	04-05-2016 20:00	209,25	34,97
	04-05-2016 21:00	190,75	31,88
	04-05-2016 22:00	184,5	30,83
	04-05-2016 23:00	168,25	28,12
Verão	03-08-2016 00:00	164,5	29,29
	03-08-2016 01:00	159	28,32
	03-08-2016 02:00	156	27,78
	03-08-2016 03:00	151,5	26,98
	03-08-2016 04:00	149	26,53
	03-08-2016 05:00	148	26,36
	03-08-2016 06:00	148,5	26,45
	03-08-2016 07:00	155,5	27,69
	03-08-2016 08:00	161,25	28,72
	03-08-2016 09:00	209,5	37,31
	03-08-2016 10:00	216	38,47
	03-08-2016 11:00	244,75	43,59
	03-08-2016 12:00	264	47,01
	03-08-2016 13:00	273,25	48,66
	03-08-2016 14:00	266,25	47,41
	03-08-2016 15:00	270,75	48,22

	03-08-2016 16:00	263	46,84
	03-08-2016 17:00	256,75	45,72
	03-08-2016 18:00	220,5	39,27
	03-08-2016 19:00	202	35,97
	03-08-2016 20:00	176,75	31,48
	03-08-2016 21:00	164,25	29,25
	03-08-2016 22:00	163,25	29,07
	03-08-2016 23:00	158,25	28,18
Outono	04-11-2016 00:00	163	27,24
	04-11-2016 01:00	156,5	26,15
	04-11-2016 02:00	152,75	25,53
	04-11-2016 03:00	153,5	25,65
	04-11-2016 04:00	153	25,57
	04-11-2016 05:00	158,5	26,49
	04-11-2016 06:00	156,75	26,20
	04-11-2016 07:00	163,5	27,32
	04-11-2016 08:00	198	33,09
	04-11-2016 09:00	268,75	44,91
	04-11-2016 10:00	282,5	47,21
	04-11-2016 11:00	299,75	50,10
	04-11-2016 12:00	342,5	57,24
	04-11-2016 13:00	334,75	55,94
	04-11-2016 14:00	334,5	55,90
	04-11-2016 15:00	336,5	56,24
	04-11-2016 16:00	323,25	54,02
	04-11-2016 17:00	299	49,97
	04-11-2016 18:00	271,75	45,42
	04-11-2016 19:00	246,75	41,24
	04-11-2016 20:00	221	36,93
	04-11-2016 21:00	192	32,09
	04-11-2016 22:00	181	30,25
	04-11-2016 23:00	168,5	28,16
Inverno	01-02-2017 00:00	185	32,95
	01-02-2017 01:00	178,25	31,74
	01-02-2017 02:00	172	30,63
	01-02-2017 03:00	171,75	30,59
	01-02-2017 04:00	171	30,45
	01-02-2017 05:00	170	30,27
	01-02-2017 06:00	175,25	31,21
	01-02-2017 07:00	182,75	32,54
	01-02-2017 08:00	206,75	36,82

	01-02-2017 09:00	296,75	52,85
	01-02-2017 10:00	338,5	60,28
	01-02-2017 11:00	375	66,78
	01-02-2017 12:00	403,75	71,90
	01-02-2017 13:00	384,5	68,47
	01-02-2017 14:00	401	71,41
	01-02-2017 15:00	412	73,37
	01-02-2017 16:00	434	77,29
	01-02-2017 17:00	406,5	72,39
	01-02-2017 18:00	345,5	61,53
	01-02-2017 19:00	286,5	51,02
	01-02-2017 20:00	239,25	42,61
	01-02-2017 21:00	212,25	37,80
	01-02-2017 22:00	199,5	35,53
	01-02-2017 23:00	197,75	35,22

	Dia não útil	Valores (kWh)	Valor*%
Primavera	14-05-2016 00:00	148,25	12,18
	14-05-2016 01:00	138,75	11,40
	14-05-2016 02:00	133	10,93
	14-05-2016 03:00	131,25	10,79
	14-05-2016 04:00	135	11,10
	14-05-2016 05:00	132,25	10,87
	14-05-2016 06:00	132,5	10,89
	14-05-2016 07:00	127,75	10,50
	14-05-2016 08:00	126	10,36
	14-05-2016 09:00	127,75	10,50
	14-05-2016 10:00	137,25	11,28
	14-05-2016 11:00	135,5	11,14
	14-05-2016 12:00	139,75	11,49
	14-05-2016 13:00	143,75	11,82
	14-05-2016 14:00	144,75	11,90
	14-05-2016 15:00	142,5	11,71
	14-05-2016 16:00	143,25	11,77
	14-05-2016 17:00	147,75	12,14
	14-05-2016 18:00	144,75	11,90
	14-05-2016 19:00	144,75	11,90
	14-05-2016 20:00	141	11,59
	14-05-2016 21:00	137	11,26
	14-05-2016 22:00	145,75	11,98
	14-05-2016 23:00	149,25	12,27

Verão	06-08-2016 00:00	151,5	11,21
	06-08-2016 01:00	146	10,80
	06-08-2016 02:00	143	10,58
	06-08-2016 03:00	143,75	10,63
	06-08-2016 04:00	141,5	10,47
	06-08-2016 05:00	143,25	10,60
	06-08-2016 06:00	142,75	10,56
	06-08-2016 07:00	141	10,43
	06-08-2016 08:00	139,25	10,30
	06-08-2016 09:00	138,5	10,25
	06-08-2016 10:00	146,75	10,86
	06-08-2016 11:00	149	11,02
	06-08-2016 12:00	152	11,24
	06-08-2016 13:00	152	11,24
	06-08-2016 14:00	152,25	11,26
	06-08-2016 15:00	151	11,17
	06-08-2016 16:00	153,25	11,34
	06-08-2016 17:00	156,75	11,60
	06-08-2016 18:00	157,25	11,63
	06-08-2016 19:00	157,75	11,67
	06-08-2016 20:00	157,5	11,65
	06-08-2016 21:00	154,75	11,45
	06-08-2016 22:00	158,5	11,72
	06-08-2016 23:00	158,25	11,71
Outono	05-11-2016 00:00	160,25	11,85
	05-11-2016 01:00	153,25	11,34
	05-11-2016 02:00	152,25	11,26
	05-11-2016 03:00	150,25	11,11
	05-11-2016 04:00	152,75	11,30
	05-11-2016 05:00	154	11,39
	05-11-2016 06:00	152,75	11,30
	05-11-2016 07:00	150,25	11,11
	05-11-2016 08:00	141,5	10,47
	05-11-2016 09:00	129,25	9,56
	05-11-2016 10:00	118,75	8,78
	05-11-2016 11:00	136,25	10,08
	05-11-2016 12:00	144,75	10,71
	05-11-2016 13:00	150	11,10
	05-11-2016 14:00	149	11,02
	05-11-2016 15:00	139,5	10,32
	05-11-2016 16:00	139,5	10,32

	05-11-2016 17:00	144	10,65
	05-11-2016 18:00	146,5	10,84
	05-11-2016 19:00	153,75	11,37
	05-11-2016 20:00	159,75	11,82
	05-11-2016 21:00	153,75	11,37
	05-11-2016 22:00	155,25	11,48
	05-11-2016 23:00	151,5	11,21
Inverno	19-02-2016 00:00	184	14,62
	19-02-2016 01:00	176,25	14,00
	19-02-2016 02:00	173	13,75
	19-02-2016 03:00	172	13,67
	19-02-2016 04:00	169,5	13,47
	19-02-2016 05:00	173,75	13,80
	19-02-2016 06:00	171,5	13,63
	19-02-2016 07:00	184,25	14,64
	19-02-2016 08:00	217	17,24
	19-02-2016 09:00	339	26,93
	19-02-2016 10:00	395,75	31,44
	19-02-2016 11:00	452,75	35,97
	19-02-2016 12:00	475	37,74
	19-02-2016 13:00	474,25	37,68
	19-02-2016 14:00	455,25	36,17
	19-02-2016 15:00	436,75	34,70
	19-02-2016 16:00	421	33,45
	19-02-2016 17:00	374	29,72
	19-02-2016 18:00	333,5	26,50
	19-02-2016 19:00	282	22,41
	19-02-2016 20:00	251,75	20,00
	19-02-2016 21:00	217	17,24
	19-02-2016 22:00	192,75	15,31
	19-02-2016 23:00	175,5	13,94

Hora	kWh
00:00	166,4199
01:00	160,037
02:00	155,0233
03:00	153,5692
04:00	152,826
05:00	153,8479
06:00	154,1247
07:00	160,1068

08:00	176,0274
09:00	238,5185
10:00	263,0973
11:00	286,5795
12:00	307,0363
13:00	303,3644
14:00	302,5705
15:00	301,9199
16:00	298,7548
17:00	280,989
18:00	250,4842
19:00	224,5158
20:00	201,0459
21:00	182,3363
22:00	176,1856
23:00	168,8

Dados- Consumo Mensal.

Mês	MWh
Mar.15	172,851
Abr.15	151,707
Mai.15	153,451
Jun.15	149,621
Jul.15	159,664
Ago.15	127,489
Set.15	150,197
Out.15	151,467
Nov.15	152,412
Dez.15	144,315
Jan.16	164,082
Fev.16	167,255
Mar.16	176,206
Abr.16	158,256
Mai.16	150,997
Jun.16	148,241
Jul.16	155,628
Ago.16	133,265
Set.16	144,472
Out.16	141,47
Nov.16	158,078
Dez.16	157,82
Jan.17	185,978

Fev.17	150,825
Mar.17	153,614

Dados- Consumo Médio Semanal.

Dia.Ano	MWh
2ª.16	5,61
3ª.16	5,68
4ª.16	5,01
5ª.16	5,21
6ª.16	5,79
Sáb.16	4,16
Dom.16	4,23

ANEXO 3

Hipóteses de dimensionamento do sistema.

Tabela 5.3.16-Quadro resumo das hipóteses de dimensionamento criadas.

Hipóteses	Zonas	Inclinação (°)	Posição/Orientação (°)	Distanciamento mínimo entre painéis (m)	Nº painéis
1	1,2,3,4,6,7,8,9,10	30	Deitado/Segundo orientação da cobertura: 118/-62	4,09	210
	5		Deitado/Sul: 0		
2	1,2,3,4,6,7,8,9,10	30	De pé/ Segundo orientação da cobertura: 118/-62	3,37	227
	5		Deitado/Sul: 0	4,09	
3	1,2,7,8,9	5	Deitado/Segundo orientação da cobertura: 118/-62	0	288
	5	30	Deitado/Sul: 0	4,09	
	3,4,6,10	5	De pé/ Segundo orientação da cobertura: 118/-62	0	
4	1,2,7,8,9	5	Deitado/Segundo orientação da cobertura: 118/-62	0	306
	5	30	De pé/ Segundo orientação da cobertura: 118/-62	4,09	
	3,4,6,10	5	De pé/ Segundo orientação da cobertura: 118/-62	0	

Desenhos das hipóteses. (nota: linhas a amarelo que estão no desenho definem os sombreamentos e distanciamentos entre painéis)



Figura 5.3.1- Hipótese 1.



Figura 5.3.2- Hipótese 2.



Figura 5.3.3- Hipótese 3.



Figura 5.3.4- Hipótese 4.

ANEXO 4

Identificação das variáveis e das necessidades o inversor face à potência do dos painéis.

Zonas	Orientação (º)	Inclinação (º)	Nº de Painéis	Total	Produção (kWp)	Necessidade (kW)	Inversor	Capacidade do Inversor (kW)	Produção Anual (MWh)	Produção a 25 anos (MWh)
1,2,7,8,9	1º	5º	72	144	20,16	40,32	2 Inversores Kostal de 15 kW	39	59,9	1497,5
	2º	5º	72		20,16					
3,4,5,6	1º	5º	34	74	9,52	20,72	2 Inversores Kostal de 10 kW	26	32,07	801,75
	2º	30º	40		11,2					
10	1º	5	30	88	8,40	24,64	1 Inversor Kostal de 20 (ligação aos 3 MPPTs)	26	35,10	877,5
	2º	5	30		8,40					
	mix	--	28		7,84					
TOTAL				306		85,68		91	127,07	3176,75

ANEXO 5

Configuração Final-Tabela e Gráficos resumo.

Tabela 5.5.1: Configuração final do sistema.

Meses	Consumo [kWh]	Produção [kWh]	Diferença [%]
Janeiro	164082,5	5317,52	3%
Fevereiro	160275,8	6897,08	4%
Março	176836	10858,11	6%
Abril	161300,5	12219,53	8%
Maio	149101,5	14613,06	10%
Junho	148223,3	15380,91	10%
Julho	157437,5	16092,19	10%
Agosto	132220,5	14677,77	11%
Setembro	144034,3	11603,73	8%
Outubro	141240,8	8834,75	6%
Novembro	156156,3	5845,76	4%
Dezembro	162329,8	4776,44	3%
TOTAL	1853239	127116,85	7%

Tabela 5.5.2: Ciclo Semanal MT para o ano 2016. Fonte: (ERSE, 2016)

Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Gráfico 5.5.1: Valorização da Poupança do sistema PV. (Programa criado por: Eng.º Paulo Silva, Energia Lateral)

Valorização da Poupança do Sistema Fotovoltaico

